

Studie

Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

Juli 2024

Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien

Juli 2024

CHRISTOPH KOST
PAUL MÜLLER
JAEL SEPÚLVEDA SCHWEIGER
VERENA FLURI
JESSICA THOMSEN

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

INHALTSVERZEICHNIS

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut

für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2

79110 Freiburg

www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Prof. Dr. Andreas Bett

Danksagung

Für wertvolle Beiträge und hilfreiche Diskussionen sowie für die große Unterstützung bei der Erstellung der Studie bedanken wir uns bei Omar Hegab, Tobias Reuther, Leonhard Probst, John Padua, Franka Sunder, Andreas Bett und Bruno Burger.

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie gibt einen Überblick über die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien. Dabei werden die Stromgestehungskosten von heute, im Jahr 2024, bis zum Jahr 2045 analysiert. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den Erneuerbaren Energien wie Photovoltaik- (PV), Windenergie- (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland. Zusätzlich werden PV-Batteriesysteme und Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (Agri-PV) betrachtet, da sie einen wachsenden Markt im deutschen Stromsystem darstellen.

Zum Vergleich der Stromgestehungskosten dieser Erneuerbaren Energietechnologien werden auch die Stromgestehungskosten neu errichteter, konventioneller Kraftwerke wie Braunkohle-, Steinkohle-, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und Gasturbinen sowie Kernkraftwerke berechnet. Zusätzlich werden erstmals die Kosten von Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinenkraftwerken sowie Brennstoffzellen, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, untersucht. Ein weiterer Teil der Studie befasst sich mit einer Stromgestehungskostenanalyse von Gasturbinen, die im Jahr 2035 von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Abbildung 1 zeigt die errechneten Stromgestehungskosten für erneuerbare und konventionelle Kraftwerke, die potenziell im Jahr 2024 errichtet werden. Die dargestellten Kostenbänder

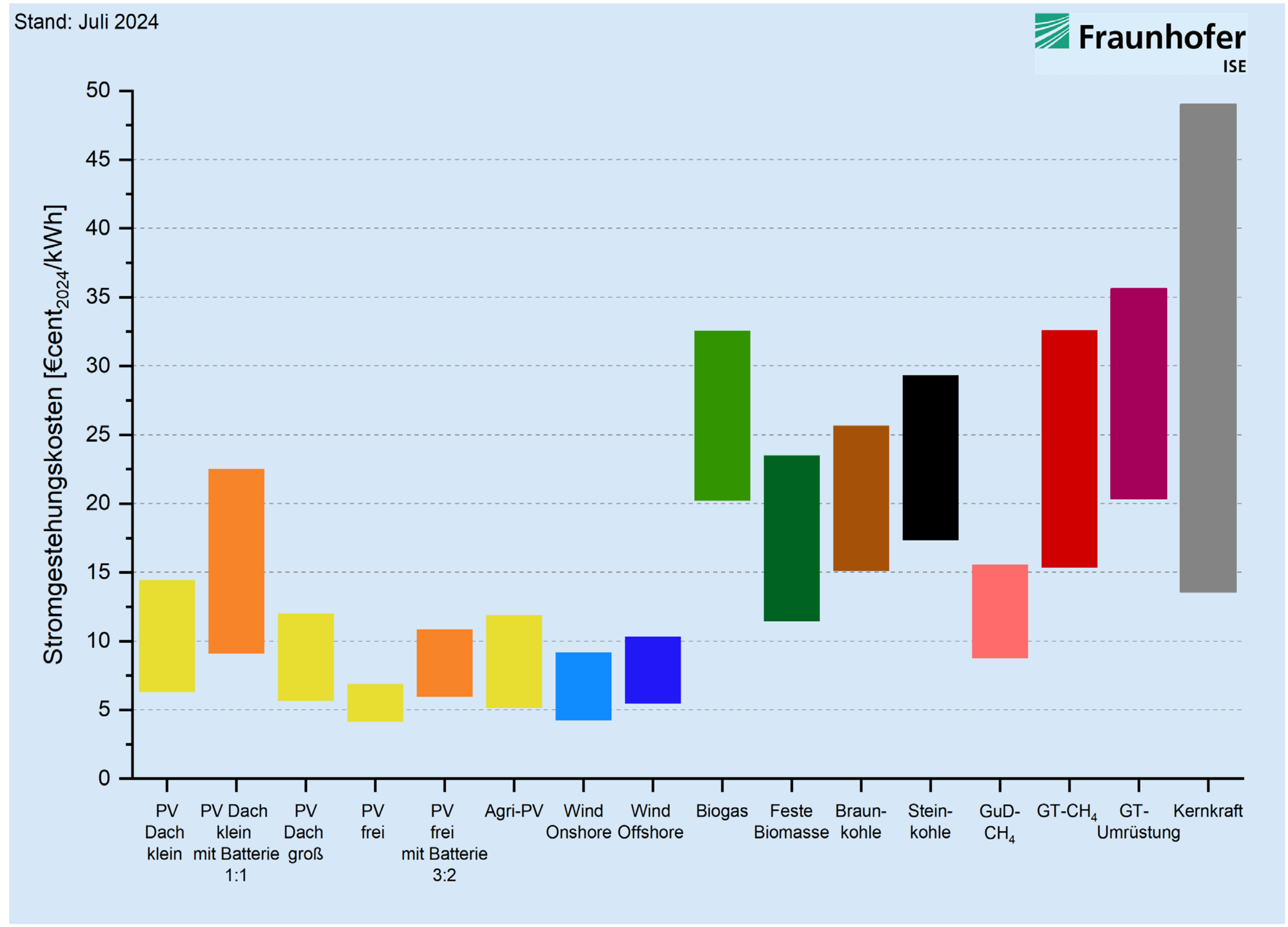


Abbildung 1: Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2024. Spezifische Stromgestehungskosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt.

spiegeln dabei die bestehende Bandbreite der Berechnungsparameter wider (z.B. Anlagenpreise, Sonneneinstrahlung, Windangebot, Zahl der Volllaststunden, Kosten der CO_2-Emissionszertifikate etc.), die in den Tabellen 1 bis 7 im Detail beschrieben sind. Beispielhaft soll diese Methodik für das Photovoltaik-Kostenband erläutert werden: Das obere Limit der Stromgestehungskosten ergibt sich aus der Kombination einer PV-Anlage mit hohem Anschaffungspreis an einem Standort mit niedriger Sonneneinstrahlung (z.B. Norddeutschland). Umgekehrt wird das untere Limit durch die günstigsten verfügbaren Anlagen an Standorten mit hoher Einstrahlung in Süddeutschland definiert. Analog wird dieses Verfahren mit den entsprechenden Bezugsgrößen auch auf alle anderen Technologien angewandt. Die marktüblichen Finanzierungskosten und Risikoaufschläge werden detailliert und technologiespezifisch in der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt und sind ebenfalls tabellarisch gelistet. Die Studie soll einen Vergleich von Kraftwerksstandorten, Technologierisiken und Kostenentwicklungen ermöglichen. In dieser Studie werden alle Kosten und Diskontierungssätze mit realen Werten (Bezugsjahr 2024) berechnet. Dadurch ist ein direkter Vergleich der Zahlenwerte zwischen dieser Studie und vergangenen Veröffentlichungen nicht zulässig. Die spezifischen Investitionen im Jahr 2024 wurden durch Marktrecherchen und Kostenstudien ermittelt. Im Vergleich zur vorangegangenen Studie sind die absoluten Werte aufgrund der hohen Inflation der vergangenen Jahre größtenteils angestiegen. Die Stromgestehungskosten fallen in dieser Studienfassung demnach inflationsbedingt systematisch höher aus.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen je nach Anlagentyp und Sonneneinstrahlung zwischen 4,1 und 14,4 €Cent/kWh variieren. Die Studie unterscheidet zwischen kleinen PV-Dachanlagen (<30 kW), großen PV-Dachanlagen (>30 kW), PV-Freiflächenanlagen (>1 MW) und Agri-PV (500 kW-2 MW). Die spezifischen Anlagenkosten liegen derzeit zwischen 700 und 2000 EUR/kW_p und sind größtenteils gestiegen, insbesondere bei kleinen Anlagen. Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme variieren zwischen 6,0 und 22,5 €Cent/kWh. Die große Bandbreite ergibt sich aus den hohen Kostenunterschieden für Batteriesysteme (400 bis 1000 EUR/kWh) in Kombination mit den Kostenunterschieden bei den PV-Anlagen und der unterschiedlich hohen Sonneneinstrahlung. Der Einsatz von Batteriespeichern bietet einen zusätzlichen Mehrwert, indem er die erzeugte Strommenge zu anderen Tageszeiten nutzbar macht.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) liegen im Jahr 2024 zwischen 4,3 und 9,2 €Cent/kWh, basierend auf spezifischen Anlagenkosten von 1300 bis 1900 EUR/kW. Damit sind PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windenergieanlagen nicht nur unter den erneuerbaren Energien, sondern unter allen Kraftwerksarten die kostengünstigsten Technologien in Deutschland. Mit bis zu 4500 Volllaststunden erzielen Offshore-Windanlagen Stromgestehungskosten zwischen 5,5 und 10,3 €Cent/kWh. Die spezifischen Anlagenkosten liegen zwischen 2200 und 3400 EUR/kW, einschließlich der Festlandanbindung.

Bei den Stromgestehungskosten für Bioenergie wird zwischen Biogas und fester Biomasse unterschieden. Dabei wird auch eine Wärmenutzung berücksichtigt, was zu einer Senkung der Stromgestehungskosten führt. Die Stromgestehungskosten für Biogas liegen bei Substratkosten von 8,8 €Cent/kWh_{th} zwischen 20,2 und 32,5 €Cent/kWh. Bei Anlagen mit fester Biomasse sind die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen 11,5 und 23,5 €Cent/kWh geringer.

Die Stromgestehungskosten für potenziell neu zu errichtende Kohlekraftwerke (Stein- und Braunkohle) liegen aufgrund von steigenden CO_2-Zertifikatspreisen über 15 €Cent/kWh. Für ein neues Braunkohlekraftwerk würden die Stromgestehungskosten heute zwischen 15,1 und 25,7 €Cent/kWh liegen. Die Stromgestehungskosten für große Steinkohlekraftwerke liegen etwas höher, zwischen 17,3 und 29,3 €Cent/kWh. GuD-Kraftwerke weisen günstigere Stromgestehungskosten auf, zwischen 10,9 und 18,1 €Cent/kWh. Gasturbinenkraftwerke für den kurzfristigen flexiblen Einsatz haben Stromgestehungskosten zwischen 15,4 und 32,6 €Cent/kWh. Der CO_2-Preis spielt hier eine entscheidende Rolle. Während die Energieträgerpreise für Erdgas, Stein- sowie Braunkohle aufgrund der prognostizierten Angebots- und Nachfragesituation perspektivisch als annähernd konstant angenommen werden, wird der CO_2-Preis als steigend und der Preis für grünen Wasserstoff fallend prognostiziert (siehe Annahmentabellen). Die Stromgestehungskosten von Gasturbinen, die im Jahr 2024 gebaut und 2035 von Erdgas auf Wasserstoff umgewidmet werden, liegen zwischen 20,4 und 35,6 €Cent/kWh. Die Gestehungskosten von neu zu bauenden Kernkraftwerken ergeben sich zu 13,6 bis 49,0 €Cent/kWh. Die große Bandbreite der Kosten hängt in erster Linie mit den zugrunde gelegten Vollaststunden- und Investitionskostenintervallen zusammen, welche in den Annahmen erläutert werden. In einem Energiesystem, in dem der Anteil Erneuerbarer Energien hoch ist, würden die Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken perspektivisch deutlich über denen von Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken liegen. Um eine komplementäre Betriebsweise aus Erneuerbaren Kraftwerken und Kernkraftwerken zu realisieren, wäre jedoch auch die technische Regelbarkeit der Kernkraft von großer Relevanz. Dies ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nur bedingt umsetzbar. In dieser Studie werden die Folgekosten der Kernkraft sowie die Endlagerung nicht in die Stromgestehungskosten eingepreist.

Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2045

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis der Berechnungen für die Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis zum Jahr 2045. Für alle Technologien sind die Kostenentwicklungen für den Bau und den Betrieb der Anlagen berücksichtigt. Im Jahr 2045 liegen die Stromgestehungskosten zwischen 4,9 und 10,4 €Cent/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen und zwischen 3,1 und 5,0 €Cent/kWh bei Freiflächenanlagen. Ab dem Jahr 2024 liegen die Stromgestehungskosten aller PV-Anlagen ohne Batteriespeicher unter 15 €Cent/kWh. Die Anlagenpreise für PV sinken bis 2045 bei Freiflächenanlagen im besten Fall auf unter 460 EUR/kW und bei Kleinanlagen auf 660 bis 1306 EUR/kW. Im Jahr 2035 wird die Stromerzeugung aus einem PV-Batteriesystem im Mittel deutlich günstiger als aus einem GuD-Kraftwerk prognostiziert. Im Jahr 2045 können selbst kleine PV-Batteriesysteme Stromgestehungskosten zwischen 7 und 19 €Cent/kWh erreichen, vorausgesetzt die Preise für Batteriespeicher sinken auf die angenommenen 180 bis 700 EUR/kWh.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA zählen mit den PV-Freiflächenanlagen zu den niedrigsten aller Technologien. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen 4,3 bis 9,2 €Cent/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,9 bis 8,3 €Cent/kWh. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Volllaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA ein ähnlich starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2045 werden die Stromgestehungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 5,5 und 10,2 €Cent/kWh absinken.

Bei Biogasanlagen und Anlagen mit fester Biomasse wird mit geringen Kostensenkungen gerechnet. Dies führt unter der Annahme steigender Substratpreise zu Stromgestehungskosten bis 2045 von 25,4 bis 43,3 €Cent/kWh für Biogas und von 14,6 bis 31,9 €Cent/kWh für feste Biomasse, jeweils unter Berücksichtigung der Erträge aus Wärmeerzeugung. Bei Bioenergie sind insbesondere die Verfügbarkeit, die Wärmeauskopplung und die Brennstoffkosten des Substrats entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten.

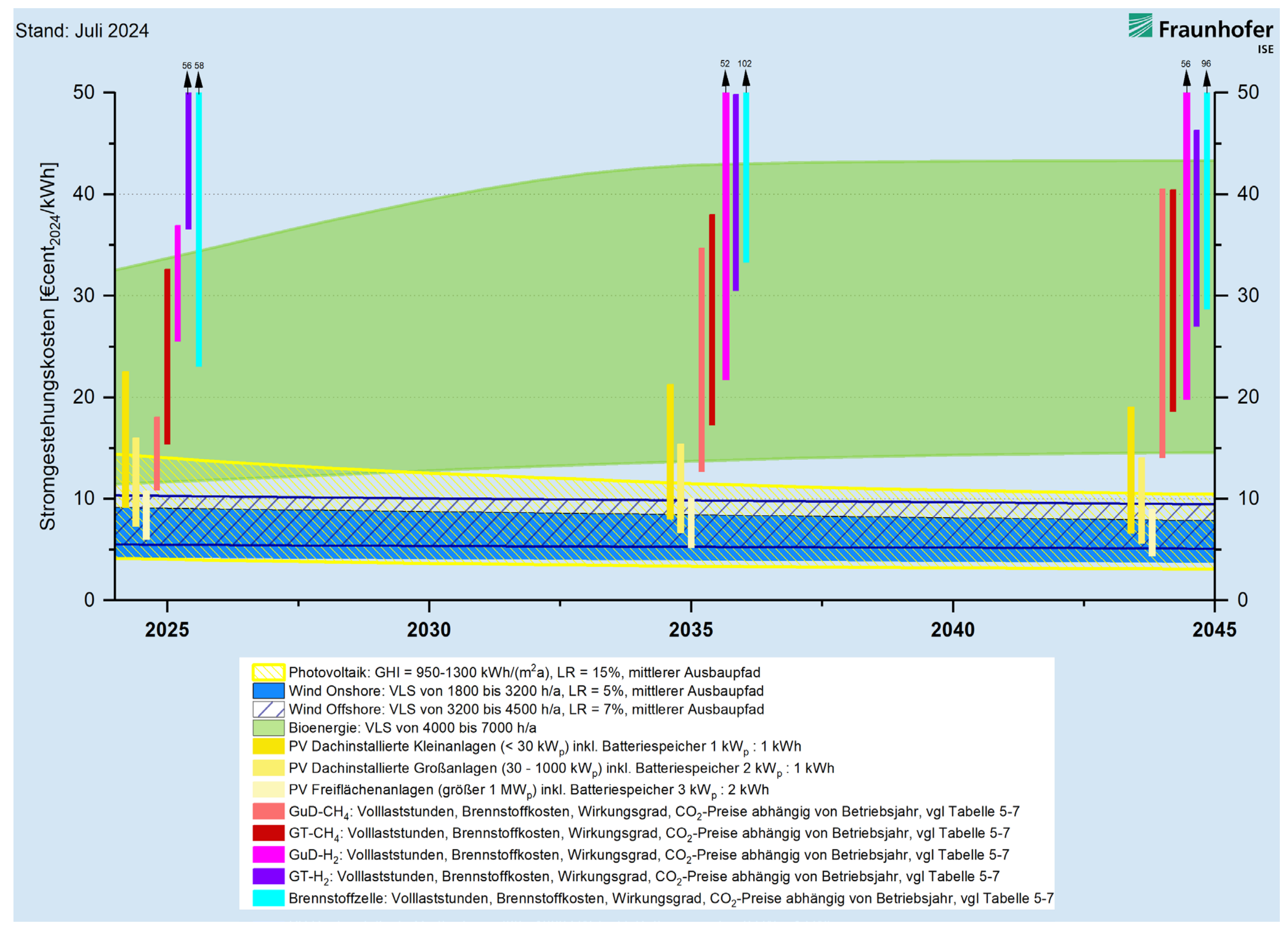


Abbildung 2: Entwicklung von Stromgestehungskosten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und mit Erdgas beziehungsweise Wasserstoff befeuerten Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung in Deutschland bis 2045. Die Berechnungsparameter finden sich in Tabelle 1 bis 7. Der LCOE-Wert pro Bezugsjahr bezieht sich jeweils auf eine Neuanlage im Bezugsjahr.

Die Stromgestehungskosten von GuD-Kraftwerken steigen aufgrund der ansteigenden CO_2-Preisentwicklung bei gleichzeitig sinkenden Volllaststunden im Zeitraum 2024 – 2045 von 10,9 bis 18,0 €Cent/kWh auf Werte zwischen 14,1 bis 40,5 €Cent/kWh im Jahr 2045 an. Im Fall von Gasturbinen lässt sich aus den gleichen Gründen eine Kostensteigerung von 15,4 bis 32,67 €Cent/kWh in 2024 auf 18,6 bis 40,5 €Cent/kWh im Jahr 2045 verzeichnen. Die Stromgestehungskosten umgewidmeter Gasturbinen, die ab dem Jahr 2035 mit Wasserstoff betrieben werden, sind vergleichbar zu weiterhin konventionell mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerken. Deutlich ist hingegen der Unterschied zwischen neu installierten H_2-Gaskraftwerken und herkömmlichen Gasturbinenkraftwerken im Jahr 2024. Die Kostendiskrepanz der Stromgestehungskosten verringert sich bis ins Jahr 2035. In diesem Jahr belaufen sich die LCOE von H2-Kraftwerken im Schnitt auf 30,5 bis 49,8 €Cent/kWh. Im Jahr 2045 liegen diese zwischen 27,0 und 46,3 €Cent/kWh. Vergleicht man die Gestehungskosten der GuD-Kraftwerkskapazitäten im zeitlichen Verlauf und im Hinblick auf die verwendeten Energieträger Wasserstoff und Erdgas, erkennt man ebenfalls eine große Kostenabweichung. Diese lässt sich in erster Linie auf die hohen Brennstoffpreise von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas zurückführen. Die CO_2-Zertifikatekosten spielen bei der Preisbildung im Fall von Wasserstoff keine Rolle. Die prognostizierten Stromgestehungskosten für das Jahr 2045 zeigen, dass die angenommenen Kostenbänder für Wasserstoff-GuD bei 19,8 bis 56,4 €Cent/kWh liegen, während für erdgasbetriebene GuD die Kosten im Bereich 14,1 bis 40,5 €Cent/kWh liegen. Die große Schwankungsbreite der LCOE beider Technologien rührt zum einen daher, dass eine breite Bandbreite für den CO_2-Preis berücksichtigt ist und zum anderen daher, dass das Intervall für die zugrunde gelegten Volllaststunden ebenfalls innerhalb des Prognosezeitraumes zunimmt. Im Fall der Brennstoffzellen ergibt sich über die prognostizierten Jahre hinweg aufgrund der Umstellung auf grünen Wasserstoff ein Anstieg der Kosten bis 2035 mit einem anschließenden Abfall bis 2045 mit Werten zwischen 28,7 und 96,1 €Cent/kWh. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die Werte für die Brennstoffzelle stark in Abhängigkeit der Vollaststunden skalieren. Da ein degradierender Ausnutzungsgrad für die Untergrenze der Volllaststunden zugrunde gelegt wurde, ist die Obergrenze für die Stromgestehungskosten im direkten Technologievergleich hoch.

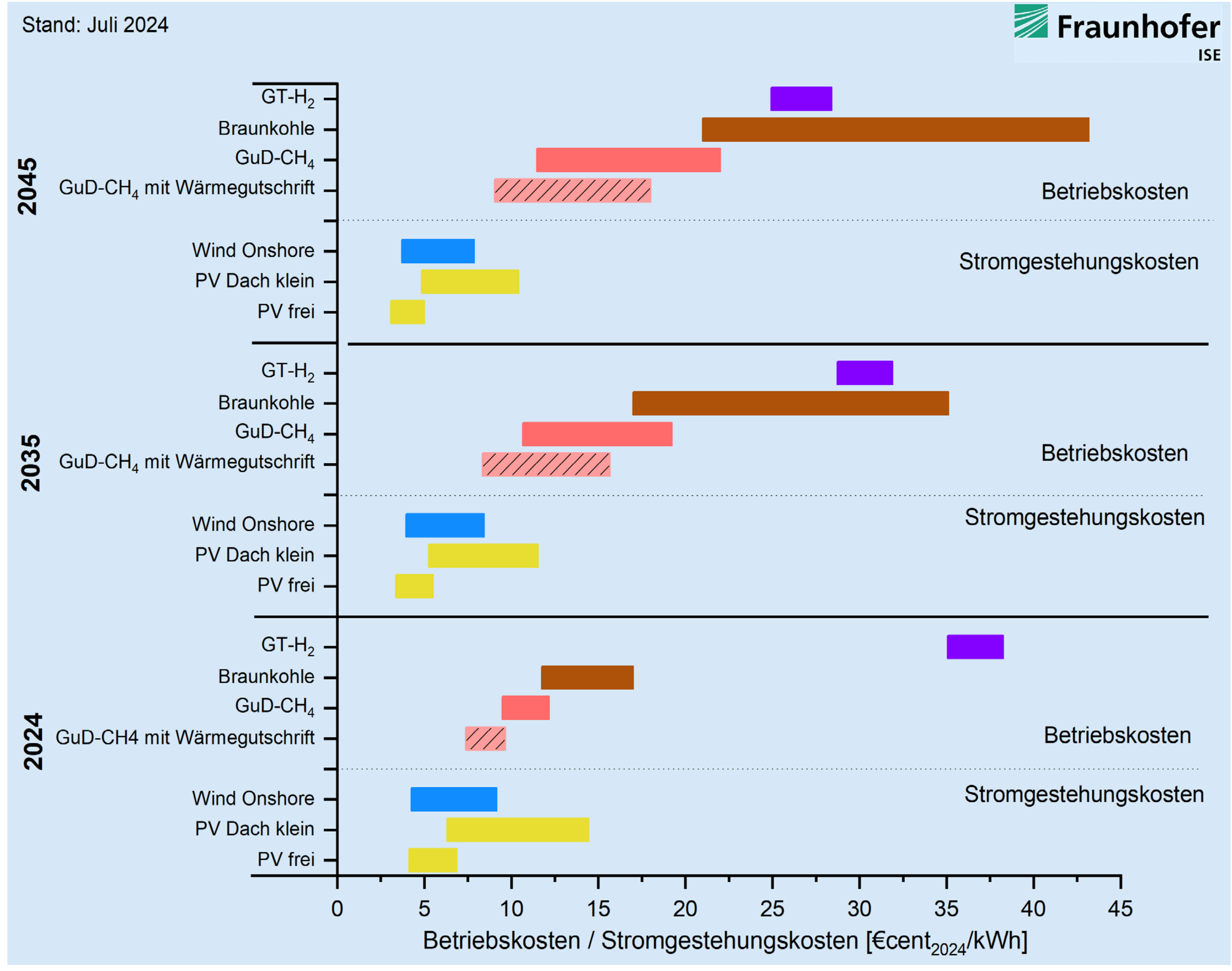


Abbildung 3: Vergleich von Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien mit Betriebskosten von bestehenden konventionellen, fossilen Kraftwerken in den Jahren 2024, 2035 und 2045.

Abschließend wurde noch ein Vergleich von Stromgestehungskosten (also den Erzeugungskosten von Strom unter Berücksichtigung des Baues bzw. Kaufes der Anlage) von Erneuerbaren Energien mit den Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken durchgeführt (siehe Abbildung 3). Hierzu wurden die Betriebskosten bestehender Braunkohlekraftwerke und GuD-Kraftwerke (mit und ohne Wärmeauskopplung) mit den Stromgestehungskosten von neuen Wind-Onshoreanlagen, kleinen PV-Aufdachanlagen und großen PV-Freiflächenanlagen verglichen. Es zeigt sich, dass im Jahr 2024 die Stromgestehungskosten von großskaligen erneuerbaren Energieanlagen deutlich unter den Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken liegen, dies gilt insbesondere für Wind-Onshoreanlagen und PV-Freiflächenanlagen.

Nur wenn über eine Wärmeauskopplung die Nutzung von Wärme in Fernwärmenetzen möglich ist, können GuD-Kraftwerke noch Betriebskosten von 7,4 bis 9,7 €Cent/kWh erreichen. Im Jahr 2035 und 2045 liegen selbst die Betriebskosten von GuD-Kraftwerken mit Wärmeauskopplung bei über 8 €Cent/kWh. GuD-Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung haben perspektivisch Betriebskosten von über 10 €Cent/kWh, Braunkohlekraftwerke von über 15 €Cent/kWh, wobei sich aufgrund der steigenden CO_2-Preisdynamik bei Braunkohle die Stromgestehungskosten mehr als verdoppeln bis in das Jahr 2045.

1. ZIEL DIESER UNTERSUCHUNG

Die Dekarbonisierung und der Umbau der Energieversorgung sind sowohl mit technischen als auch ökonomischen Anstrengungen verbunden. Die Kosten der Stromerzeugung stellen dabei einen maßgeblichen Kostenfaktor dar. Sie lassen sich technologiespezifisch auflösen und sind abhängig von den Kosten für Bau und Betrieb der jeweiligen Stromerzeugungsanlage. Insbesondere die Kosten für erneuerbare Energietechnologien sind in den letzten 15 Jahren stark gesunken. Getrieben wird diese Entwicklung durch technologische Innovationen wie den Einsatz günstigerer und leistungsfähigerer Materialien, reduzierten Materialverbrauch, effizientere Produktionsprozesse, Steigerung von Wirkungsgraden sowie die automatisierte Massenproduktion von Komponenten. Auf der anderen Seite wird die Integration wasserstoffbasierter Stromerzeugungstechnologien zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Einspeisung eine immer wichtigere Rolle im zukünftigen Erzeugungsmix einnehmen. Die aktuelle Auflage dieser Studie setzt sich das Ziel, eine möglichst transparente, zukunftsgerichtete und technologieneutrale Abbildung der Stromgestehungskosten aller im deutschen Energiesystem relevanten Stromerzeugungstechnologien vorzunehmen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um den wirtschaftlichen und systemrelevanten Einsatz der Kernkraft wurde auch diese Erzeugungstechnologie mitberücksichtigt. Hierbei wurde auch die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Volllaststunden analysiert, da ein Stromsystem basierend auf Erneuerbaren Energien eine Komplementierung durch flexible Kraftwerke mit niedrigen Volllaststunden vorsieht.

Zentrale Inhalte dieser Studie

- Analyse der aktuellen Situation im Jahr 2024 und der zukünftigen Marktentwicklung von Photovoltaik (PV), Windenergieanlagen (WEA) und Bioenergieanlagen in Deutschland
- Ökonomische Modellierung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten (Stand Juli 2024) für verschiedene Anlagentypen und Standortbedingungen auf Basis von marktüblichen Finanzierungskosten
- Ökonomische Analyse von Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher
- Bewertung der unterschiedlichen Technologie- und Finanzparameter anhand von Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Technologien
- Entwicklung der zukünftigen Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien bis 2045 unter Verwendung von Lernkurvenmodellen und Marktwachstumsszenarien
- Entwicklung der Stromgestehungskosten von bestehenden konventionellen Kraftwerken in 2024, 2035 und 2045 unter Abschätzung der zukünftigen Betriebskosten
- Einblicke in die statistische Auswertung der PV-Anlagen im Marktstammdatenregister (MaStR)

Um die üblichen Variationen der Marktpreise und Schwankungen in den Volllaststunden innerhalb der jeweiligen Technologie realistisch abbilden zu können, werden obere und untere Preisgrenzen angegeben. Diese Preisobergrenzen und -untergrenzen basieren auf einer Technologiekostenanalyse, die Kosten einzelner Komponenten, Markt- und Literaturrecherche sowie aktuelle Meldungen zu Kraftwerken berücksichtigt. Es ist zu beachten, dass sich Marktpreise häufig an geltenden Einspeisetarifen orientieren und sich damit nicht immer im freien Wettbewerb befinden. Nicht berücksichtigt sind Charakteristika einzelner Technologien, die nicht in Stromgestehungskosten abgebildet werden können, wie beispielsweise Vorteile einer einfach integrierbaren Speicherung, Anzahl der Volllaststunden, dezentrale Stromerzeugung, Fähigkeit zum Lastfolgebetrieb und tageszeitabhängige Verfügbarkeit. Die Technologien werden anhand marktüblicher Finanzierungskosten und historisch belegter Lernkurven bewertet und einander gegenübergestellt. Als Referenz werden die aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten von potenziell neu gebauten konventionellen Kraftwerken (Braunkohle-, Steinkohle-, Kernkraft-, GuD- und Gaskraftwerke) sowie von flexiblen Kraftwerken und Brennstoffzellen, die mit Wasserstoff betrieben werden, berechnet.

Außerdem werden die zukünftigen Betriebskosten von konventionellen Erzeugungskapazitäten mit den Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien verglichen.

Die Höhe der Stromgestehungskosten von Energietechnologien hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

Spezifische Anschaffungskosten
für Bau und Installation der Anlagen mit Ober- und Untergrenzen; ermittelt aus aktuellen Kraftwerks- und Marktdaten

Standortbedingungen
mit typischem Strahlungs- und Windangebot für unterschiedliche Standorte oder mit Volllaststunden im Energiesystem

Betriebskosten
während der Nutzungszeit der Anlage

Lebensdauer der Anlage

Finanzierungsbedingungen
am Finanzmarkt ermittelte Renditen und Laufzeiten aufgrund technologiespezifischer Risikoaufschläge und länderspezifischer Finanzierungsbedingungen, unter Berücksichtigung des Anteils von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung. Preisbezugsjahr ist 2024.

Folgende Stromerzeugungstechnologien werden bei verschiedener Größenauslegung bezüglich der aktuellen Höhe ihrer Stromgestehungskosten unter den Standortbedingungen von Deutschland untersucht und bewertet:

Photovoltaikanlagen (PV)
Module auf Basis von kristallinen Siliciumsolarzellen

- Dachinstallierte Kleinanlagen (≤ 30 kW_p) – "PV Dach klein"
- Dachinstallierte Großanlagen (> 30 kW_p) – "PV Dach groß"
- Freiflächenanlagen (> 1 MW_p) – "PV frei"
- Agri-Photovoltaik (0,5-2 MW_p) – „Agri-PV"

Für die PV-Anlagen werden Standorte in Deutschland mit einer horizontalen Globalstrahlung von 950 bis 1300 kWh/(m²a) untersucht. Es werden nur Standardmodule mit monokristallinen Siliciumsolarzellen betrachtet.

Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher

- Dachinstallierte Kleinanlagen (≤ 30 kW_p) und Batterie – Verhältnis der Leistung der PV-Anlage in kW_p zur Nutzkapazität des Batteriespeichers in kWh 1:1
  – "PV Dach klein inkl. Batterie 1:1"
- Dachinstallierte Großanlagen (> 30 kW_p) und Batterie mit PV-Batterie-Verhältnis 2:1
  – "PV Dach groß inkl. Batterie 2:1"
- Freiflächenanlagen (> 1 MW_p) und Batterie mit PV-Batterie-Verhältnis 3:2
  – "PV frei inkl. Batterie 3:2"

Die Kombination aus PV-Anlage und Batteriespeicher wurde mit markttypischen Größen (Auswertung Marktstammdatenregister und Ergebnisse der Innovationsausschreibungen) von Batteriekapazität zur PV-Leistung angesetzt.

Windenergieanlagen (WEA)

- Onshore (Turbinengröße: 2 - 5 MW)
- Offshore (Turbinengröße: 6 - 15 MW)

Betrachtet wird der Betrieb von Onshore-Windparks in Deutschland bei 1800 bis 3200 Volllaststunden pro Jahr sowie von Offshore-Windparks bei 3200 bis 4500 Volllaststunden pro Jahr. Darüber hinaus werden Standorte mit hoher Windgeschwindigkeit sowohl für Onshore- als auch für Offshore-WEA untersucht. Es werden Standorte mit Volllaststunden zwischen 3000 bis 4000 h für Onshore-WEA und 4000 bis 5000 h für Offshore-WEA ausgewählt, die den Bedingungen im Nordosten Großbritanniens entsprechen.

Bioenergieanlagen

- Biogasanlagen (≥ 500 kW) mit Substrat (nachwachsende Rohstoffe und Exkremente)
- Anlagen mit Nutzung von fester Biomasse (Gemischtholz)

Die Wärmeauskopplung ist mitspezifiziert. Sie senkt die Stromgestehungskosten, da ein Teil der Kosten auf die Wärmemenge umgelegt wird.

Konventionelle Kraftwerke

- Braunkohlekraftwerke (1000 MW)
- Steinkohlekraftwerke (800 MW)
- Gas-und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)
- Gasturbinenkraftwerke (200 MW)

Zum Vergleich werden die Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Volllaststunden sowie für Preise von CO_2-Emissionszertifikaten und Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas) analysiert. Die Wärmeauskopplung bei GuD-Kraftwerken ist in der Detailauswertung als Sonderfall mitspezifiziert. Sie senkt die Stromgestehungskosten, da ein Teil der Kosten auf die Wärmemenge umgelegt wird.

Konventionelle Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen

- Braunkohlekraftwerke (1000 MW)
- Steinkohlekraftwerke (800 MW)
- Gas-und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)
- Gasturbinenkraftwerke (GT, 200 MW)

Zum Vergleich werden die Stromgestehungskosten von neuen konventionellen Kraftwerken mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Volllaststunden, CAPEX sowie für Preise von CO_2-Emissionszertifikaten und Brennstoffen (Braunkohle, Steinkohle oder Erdgas) analysiert. Die Wärmeauskopplung bei GuD-Kraftwerken und Brennstoffzellen ist in der Detailauswertung als Sonderfall mitspezifiziert. Sie senkt die Stromgestehungskosten, da ein Teil der Kosten auf die Wärmemenge umgelegt wird.

Flexible Kraftwerke mit Wasserstoff

- Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke, 500 MW)
- Gasturbinenkraftwerke (GT, 50 – 200 MW) (neugebaut und umgerüstet)
- Brennstoffzellen (50 MW)

Gaskraftwerke werden auch mit dem Einsatz von grünem Wasserstoff als Brennstoff analysiert. Im Fall der Umrüstung der Gasturbinen und GuD-Anlagen wird unterstellt, dass im Jahr 2035 eine Umstellung des Brennstoffs von Erdgas auf Wasserstoff stattfindet. Dies geht mit einer zusätzlichen Investition von 15% der initialen Investitionskosten (CAPEX) einher, welche in die Stromgestehungskosten eingepreist werden. Die brennstoffspezifischen Kostenparameter werden im Jahr der Umwidmung angepasst, sodass eine korrekte Abbildung der Kraftwerksnutzung über die Lebensdauer hinweg stattfindet. Bei den Brennstoffzellen wird ebenfalls davon ausgegangen, dass eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff im Jahr 2035 stattfindet.

Kernkraftwerke

- Kernkraftwerk (1200 MW)

Die Analyse findet unter Berücksichtigung repräsentativer Kostenparameter für Kraftwerksneubauten im europäischen Wirtschaftskontext und im Rahmen der energiepolitischen Planung des deutschen Energiesystems statt. Kosten für die Endlagerung sind nicht berücksichtigt.

(Klein)-Wasserkraftwerke und Kraftwerke mit Nutzung von Wärme aus Tiefengeothermie werden nicht betrachtet, da sie als Neubauten ein relativ geringes technisches Potential aufweisen oder sehr standortspezifische Kostenparameter aufweisen, die eine hohe Komplexität bei der Kostenerfassung im Rahmen einer Stromgestehungskostenanalyse aufweisen.

Stromgestehungskosten erneuerbare Energien Studie, Version 2024 - Änderungen zu den vorherigen Studien

Die vorliegende Studie ist eine methodische und inhaltliche Aktualisierung der Versionen Juni 2021 (Kost et al. 2021), März 2018 (Kost et al. 2018), Dezember 2013 (Kost et al. 2013), Mai 2012 (Kost et al. 2012) und Dezember 2010 (Kost und Schlegl 2010) und greift aktuelle Trends in der Kostenentwicklung der letzten drei Jahre auf. Zusätzlich zu vorangegangenen Änderungen, die weiter unten beschrieben werden, sind in der Version von 2024 folgende Änderungen durchgeführt worden.

- Agri-Photovoltaikanlagen, d.h. Anlagen, die mit laufender Landwirtschaft unter den Anlagen verbunden sind, werden aufgenommen.
- Wasserstoffkraftwerke, Brennstoffzellen und Kernkraftwerke werden zusätzlich analysiert.
- Für regelbare Kraftwerkstypen wird eine Analyse abhängig von den Volllaststunden durchgeführt, um die Systemeffekte von flexiblen Kraftwerken mit niedrigen Volllaststunden in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem abzubilden.
- Die Entwicklung der Brennstoffpreise (Erdgas, Biomasse), CO_2-Preise und Volllaststunden ist entsprechend den aktuellen Zielen für Deutschland hin zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 erneut angepasst. Die Brennstoffpreise und Volllaststunden sind aktualisiert.
- Aufgrund der in den letzten beiden Jahren gestiegenen Inflation liegen die Finanzierungskosten über denen der letzten Studie. Auch die CAPEX-Werte wurden alle einer Inflationsbetrachtung unterzogen.

2. HISTORISCHE ENTWICKLUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

In den vergangenen 20 Jahren verzeichnete der weltweite Markt für Erneuerbare Energien ein starkes Wachstum (siehe Abbildung 4). Die weiter gesteigerte Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Kraftwerken und die internationalen Anstrengungen gegen den Klimawandel (Pariser Abkommen) haben den Erneuerbaren Energien zusätzliche Märkte und Anwendungsfelder erschlossen. In fast allen Staaten weltweit zählen Erneuerbare Energien zu den günstigsten Arten der Stromerzeugung. Die Investitionsbedingungen für Erneuerbare Energien sind in vielen Ländern sehr gut, da die Einhaltung der Klimaziele an Priorität deutlich gewonnen hat. Investitionen in Technologien mit Verbrennung von fossilen Energieträgern sind immer stärker limitiert bzw. rechnen sich nicht mehr.

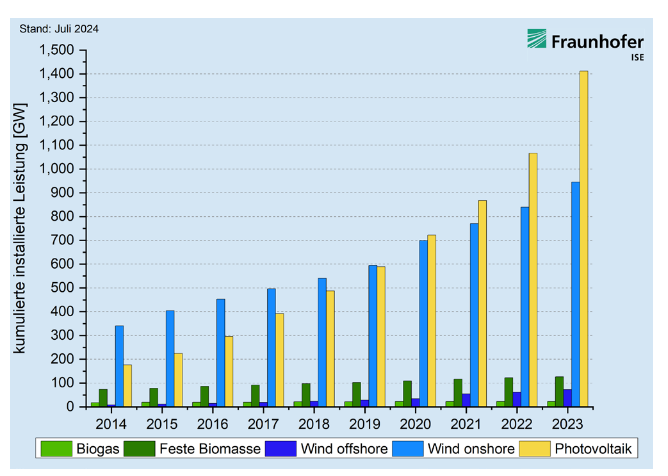


Abbildung 4: Global kumulierte installierte Kapazität 2014-2023 von PV, Onshore- und Offshore-WEA, Biomasseanlagen (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024).

Das starke Marktwachstum von Erneuerbaren Energien und die hohen Investitionen in neue Kraftwerke gingen einher mit intensiven Forschungsanstrengungen, die in verbesserten Systemlösungen mit höheren Wirkungsgraden, niedrigeren Produktionskosten sowie geringeren Betriebskosten mündeten. In Kombination mit Massenfertigung konnten die spezifischen Investitionen und damit die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Technologien deutlich gesenkt werden. Weiter sinkende Stromgestehungskosten werden Wettbewerbsfähigkeit und die Absatzpotentiale der Technologien weiter deutlich wachsen lassen und zu einer weiterhin dynamischen Marktentwicklung der Erneuerbaren Energien beitragen.

Der Umfang der weltweit installierten Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung aller Erneuerbaren Energien betrug Ende 2023 knapp 3870GW und damit etwa 470 GW mehr als in 2022 (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024). Zum Vergleich: Die weltweit im Jahr 2022 installierte Leistung von Kohle- und Gaskraftwerken beträgt 2079 bzw. 1800 GW (Global Energy Monitor 2024), die im Jahr 2022 installierte Kernkraftwerkskapazität beträgt 393,4 GW (Nuclear Energy Institute 2024).

Aufgrund unterschiedlicher Kosten- und Marktstrukturen, aber auch aufgrund von Fördermaßnahmen entwickelten sich die Märkte der einzelnen Technologien in einzelnen Ländern sehr unterschiedlich. Die installierte Leistung von WEA summiert sich aktuell auf 1017 GW, davon 944,5 GW Onshore und 73,6 GW Offshore, jeweils mit Neuinstallationen im Jahr 2023 von etwa 105 bzw. 11 GW (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024). Die global installierte Leistung der Photovoltaik wuchs zum Ende des Jahres 2023 auf 1.412 GW mit einem Neuzubau von 346 GW und hat damit die Windkraft überholt. Seit dem Jahr 2016 liegt der jährliche Zubau von Kapazitäten an PV-Leistung höher als von WEA. In Deutschland beträgt die Ende 2023 gesamte installierte Leistung von WEA 69 GW und von PV-Anlagen 82 GW (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024). Der globale Ausblick für die Marktentwicklung von WEA bleibt positiv. Das Jahr 2023 war ein Rekordjahr für die Stromerzeugung durch Windenergie. Rund 10% des weltweiten Stromes wurde durch WEA erzeugt. Allein in China wurden 75 GW neu installiert. Wachstumsprognosen für die WEA gehen für die nächsten fünf Jahre von einem jährlichen Wachstum von etwa 15 % der Installationen aus. Dies entspricht einer jährlichen Neuinstallation von mehr als 136 GW bis 2027 (Global Wind Energy Council 2023; World Wind Energy Association 2024).

Der Photovoltaikmarkt hat sich durch den starken Ausbau der Produktionskapazitäten insbesondere in Asien unter Verwendung von hochautomatisierten Fertigungsstraßen zum – gemessen an der Kapazität – bedeutendsten Segment der erneuerbaren Energien entwickelt. Es wird mit einem weiterhin sehr

starken Ausbau der Produktionskapazitäten und Wachstum des PV-Marktes gerechnet, allerdings werden die absoluten Preisrückgänge deutlich geringer als in der Vergangenheit sein, da die PV-Module sehr günstig geworden sind, und weitere Kostensenkungen insbesondere durch Effizienzsteigerungen erzielt werden.

Der Zubau von Bioenergieanalagen hat im Vergleich zu Photovoltaik und Windkraft ein deutlich geringeres Volumen. Der Markt für Biogasanlagen ist in den letzten 10 Jahren in Deutschland am stärksten gewachsen, gefolgt von China und Türkei. Der Grund liegt vor allem in den Vergütungsregelungen der jeweiligen Länder. Der Zubau der Kapazitäten von festen Biomasseanlagen wird in den letzten 10 Jahren von China angeführt, gefolgt von Indien, Brasilien und Japan. In Deutschland beträgt die gesamte installierte Leistung von Bioenergieanlagen Ende 2023 10,0 GW (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024).

Für die Prognose der Stromgestehungskosten bis 2045 nutzt diese Studie Lernkurvenmodelle zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen. Den Lernkurvenmodellen werden Marktszenarien für jede Technologie mit einer Prognose der zukünftigen Marktentwicklungen zu Grunde gelegt, die aus Referenzszenarien verschiedener Studien entnommen sind (Tabelle 13 im Anhang). Aus den technologiespezifischen Marktszenarien ergibt sich für jede Technologie ein Entwicklungshorizont, der jedoch von zahlreichen technologischen, energiepolitischen und wirtschaftlichen Entscheidungsvariablen in den kommenden zwanzig Jahren beeinflusst wird. Für alle Technologien besteht eine Unsicherheit über die tatsächlich realisierbare Marktentwicklung bis zum Jahr 2045. Die Marktentwicklung hängt in den kommenden Jahren insbesondere von der Umsetzung der Pariser Klimaziele ab. Die tatsächliche Marktentwicklung jeder Technologie ist jedoch entscheidend für den zeitlichen Verlauf der Kostendegression im Lernkurvenmodell. Die hier vorgestellten Entwicklungen der Stromgestehungskosten sind daher potenzielle Entwicklungspfade, die auf aktuellen Marktentwicklungen aus verschiedenen Szenarien und technologiespezifischen Annahmen wie der Lernrate, aber auch in Abhängigkeit von Standortfaktoren wie den realisierten Volllaststunden basieren.

3. BERECHNUNG VON STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Technologie- und Finanzierungsparameter

Eine detaillierte Erläuterung der Methodik zur Berechnung von Stromgestehungskosten (engl. LCOE = Levelized Cost of Electricity) und von Lernraten für die Berechnung von zukünftigen Kostenentwicklungen befindet sich im Anhang ab Seite 39.

Für alle Technologien wird auf Grundlage der Datenrecherche eine obere und untere Preisgrenze ohne Berücksichtigung von Ausreißern ermittelt, zwischen denen die marktüblichen Kosten für die Installation der Anlagen variieren. Es werden für alle Standorte einheitliche Investitionshöhen angenommen. In der Praxis ist zu berücksichtigen, dass die Anlageninvestitionen in noch nicht entwickelten Märkten oder an wenig entwickelten Standorten z.T. deutlich höher liegen können.
Tabelle 1 gibt die Investitionshöhen in EUR/kW Nennleistung aller betrachteten Technologien an, die aus einer Marktrecherche zu aktuellen Kraftwerksinstallationen in Deutschland sowie unter Berücksichtigung externer Marktstudien ermittelt wurden. Die Werte enthalten keine Mehrwertsteuer.

Im Bereich Photovoltaik können anhand der Anlagengröße obere bzw. untere Grenzwerte für die Installationskosten von Kleinanlagen bis 30 kW_p, große Dachanlagen größer 30 kW_p und Freiflächenanlagen größer 1000 kW_p angegeben werden, anhand derer die Stromgestehungskosten für den Investitionszeitpunkt bzw. Bau der Anlage berechnet werden. Die technische und finanzielle Lebensdauer wurde für PV-Anlagen mit 30 Jahren angesetzt. Batteriespeicher wurden in einer jeweils typischen Konstellation mit PV-Anlage untersucht. Während in der Praxis eine große Bandbreite im Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriespeicher zu finden ist, wurden für die Analyse drei aktuell typische Verhältnisse untersucht. Es wird dabei angenommen, dass im Bereich PV-Heimspeicher die Leistung der PV-Anlage in kW_p 1:1 Kapazität des Batteriespeichers in kWh entspricht. Im Bereich dachinstallierte Großanlagen wird von einem Verhältnis von 2:1 ausgegangen. Im Bereich von Freiflächenanlagen wird mit einem Verhältnis von 3:2 gerechnet. Die Kosten für die Batteriespeicher beziehen sich auf die Nutzkapazität inklusive Installationskosten. Die Lebensdauer für Batteriespeicher wurde mit 15 Jahren angesetzt. Somit fällt nach dieser Zeit ein Ersatz der Batterie zu verringerten Kosten an.

CAPEX [EUR/kW]	Wind Onshore	Wind Offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braun-kohle	Stein-kohle	GuD	Gasturbine	H2 Gasturbine	H2 GuD	Brenn-stoffzelle	Kern-kraft
Investment 2024 niedrig	1300	2200	2894	3473	1850	1700	900	450	550	1100	5000	6000
Investment 2024 hoch	1900	3400	5788	5788	2550	2300	1300	700	1200	2400	8000	16000

CAPEX [EUR/kW]	PV Dach Kleinanlagen (<=30 kW_p)	PV Dach Großanlagen (>30 kW_p)	PV Freifläche (> 1 MW_p)	Agri-PV (0,5-2 MW_p)	Batteriespeicher für PV-Kleinanlagen (<= 30 kW_p, PV-Leistung zu Batteriekapazität 1:1)	Batteriespeicher für PV-Dach-Großanlagen (30 kW_p – 1 MW_p, PV-Leistung zu Batteriekapazität 2:1)	Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen (> 1 MW_p, PV-Leistung zu Batteriekapazität 3:2)
Investment 2024 niedrig	1000	900	700	900	500	450	400
Investment 2024 hoch	2000	1600	900	1700	1000	800	600

Tabelle 1: Spezifische Anlagenkosten EUR/kW bzw. EUR/kWh bei aktuellen Anlagen in 2024, (Quelle: Fraunhofer ISE intern, Lazard 2024)

Die Daten für Offshore-WEA wurden aus laufenden und abgeschlossenen Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee gewonnen. Die Eingangsparameter für Onshore-WEA sind ebenfalls aus aktuellen, geplanten und kürzlich abgeschlossenen Projekten entnommen.

Derzeit sind eine Vielzahl von Bioenergieanlagen mit unterschiedlichsten Rohstoffen, Techniken und Anwendungsbereichen in Betrieb. In dieser Studie wird ausschließlich zwischen Stromerzeugung aus fester Biomasse und Biogas unterschieden. Die Stromerzeugung aus Biogasanlagen wird basierend auf unterschiedlichen, für landwirtschaftliche Biogasanlagen typischen, Substraten berechnet. Die dabei vorwiegend verwendeten Substrate sind Rindergülle und Silomais, wobei Silomais mit einem massebezogenen Anteil von 54% berücksichtigt wird (dena- Deutsche Energie-Agentur 2021). Die Wärmeerzeugung durch Biogasanlagen stellt einen wichtigen Betriebsparameter dar und fließt in die Berechnung der Stromgestehungskosten - unter Berücksichtigung einer Eigenwärmeversorgung der Biogasanlagen von 25% - ein. In dieser Studie werden Biogasanlagen mit einer Größe von 500 kWel abgebildet, da auf Grund früherer EEG-Strukturen derzeit die durchschnittliche Anlagengröße bei 500 kW_{el} liegt (IZES, DBFZ, UFZ 2019). Die Stromerzeugung aus fester Biomasse umfasst ein breites Spektrum an biogenen Brennstoffen und erfolgt in Deutschland im Wesentlichen aus der Verbrennung von Holz (Altholz, Landschaftspflegeholz, Waldrestholz, Rinde und sonstiges Industrieholz) (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)). In dieser Studie wird als Brennstoff für Biomassenanlagen größer-gleich 500 kW_{el} Hackschnitzel mit einem Feuchtigkeitsanteil von 35% aus Waldrestholz angenommen. Die Wärmeerzeugung der Bioenergieanlagen mit Verbrennung von fester Biomasse in Form von Heizenergie wird bei der Berechnung der Stromgestehungskosten mitspezifiziert. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugen können, lassen sich die gesamten Erzeugungskosten nicht allein der Stromerzeugung zuordnen. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der strombetriebenen KWK-Anlage erzeugten Wärme zur Verfügung.

Da bei der Brennstoffzelle mit einen gewissen Markthochlauf und damit einer Kostendegression zu rechnen ist, wurden in den technoökonomischen Parametern der Technologie abfallende CAPEX hinterlegt. Die untere Grenze der Volllaststunden liegt im Jahr 2045 bei 2600h, während die obere Schranke bei 6000h liegt.

Die im Folgenden motivierten und diskutierten Parameter fließen in die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten für den Zeitpunkt Mitte 2024 und zukünftige Anlagen ein (Tabelle 2).

In vielen Studien werden oftmals identische Diskontierungssätze für alle untersuchten Technologien und Standorte angesetzt, wodurch es zu Abweichungen von den tatsächlichen Stromgestehungskosten kommt. Die Diskontierungssätze werden in dieser Studie technologieabhängig über die marktüblichen Kapitalkosten (weighted average costs of capital – WACC) der jeweiligen Investition bestimmt und setzen sich anteilig aus Fremdkapitalzins und Eigenkapitalrendite zusammen. Groß-

	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braun-kohle	Stein-kohle	GuD	GT	GUD H2	GT H2	Brenn-stoff-zelle	Kern-kraft-werk
Lebensdauer in Jahren	25	25	25	25	40	30	30	30	30	30	12	45
Anteil Fremdkapital [%]	80	70	80	80	60	60	60	60	60	60	60	60
Anteil Eigenkapital [%]	20	30	20	20	40	40	40	40	40	40	40	40
Zinssatz Fremdkapital [%]	5,5	7,0	5,5	5,5	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,0	8,0
Rendite Eigenkapital [%]	7,0	10,0	8,0	8,0	11,0	11,0	10,0	10,0	11,3	11,3	12,0	12,0
WACC nominal [%]	5,8	7,9	6,0	6,0	8,6	8,6	8,2	8,2	8,7	8,7	9,6	9,6
WACC real [%]	3,9	6,0	4,2	4,2	6,8	6,8	6,4	6,4	6,9	6,9	7,8	7,8
OPEX fix [EUR/kW]	32	39	4% von CAPEX	4% von CAPEX	42	37	20	23	25	23	30	100
OPEX var [EUR/kWh]	0,007	0,008	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,016	0,007
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	PV Dach Klein-anlagen (≤ 30 kW_p)	PV Dach Großanlagen (> 30 kW_p)	PV Freiflächen-anlagen (ab 1000 kW_p)	Batteriespei-cher für PV Dach Kleinanlagen (≤ 30 kW_p, 1:1)	Batteriespeicher für PV Dach Großanlagen (> 30 kW_p, 2:1)	Batteriespei-cher für PV Freiflächenan-lagen (> 1 MW_p, 3:2)	Batteriespei-cher für PV-Frei-flächenanlagen (> 1 MW_p, 3:2)
Lebensdauer in Jahren	30	30	30	30	15	15	15
Anteil Fremdkapital [%]	80	80	80	80	80	80	80
Anteil Eigenkapital [%]	20	20	20	20	20	20	20
Zinssatz Fremdkapital [%]	5,0	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Rendite Eigenkapital [%]	5,0	6,5	6,5	6,5	5,0	6,5	6,5
WACC nominal [%]	5,0	5,3	5,3	5,3	3,4	3,7	3,7
WACC real [%]	3,2	3,5	3,5	3,5	2,2	2,5	2,5
OPEX fix [EUR/kW]	26	21,5	13,3	15	0	4,5-8,0*	5,3-8,0*
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0	0	0	0	0
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	0	0	0
Batterieersatzkosten	-	-	-	-	40-50% der Anfangsinvestition	35% der Anfangsinvestition	30% der Anfangsinvestition
Wirkungsgrad [%]	-	-	-	-	90	90	90
Jährliche Volllastzyklen	-	-	-	-	200	100-300**	100-300**

Tabelle 2: Inputparameter für Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die realen WACC-Werte sind mit einer Inflationsrate von 1,8 % berechnet (Quelle: Fraunhofer ISE intern)
** bezogen auf die PV-Anlagenleistung (entspricht 2% der Batterie-Investitionskosten)*
*** Da die Lebensdauer der Batterie als fix angenommen wird, haben die jährlichen Volllastzyklen nur einen Einfluss auf die Höhe der Batteriespeicherverluste. Eine hohe Zyklenzahl (hohe Verluste) wird für die Obergrenze der LCOE genutzt, eine geringe Zyklenzahl (geringe Verluste) zur Berechnung der Untergrenze der LCOE.*

kraftwerke, die von großen institutionellen Investoren errichtet und betrieben werden, haben aufgrund der vom Investor geforderten Eigenkapitalrendite einen höheren gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) als Kleinanlagen oder Anlagen mittlerer Größe, die von Privatpersonen oder Genossenschaften errichtet werden. Die von Investoren geforderten Kapitalrenditen für Technologien mit kürzerer Markthistorie – zum Beispiel Brenn-stoffzellen – sind zudem höher als bei etablierteren Technologien. Es ist zu erwarten, dass sich die Finanzierungsparameter nach einer entsprechenden Zunahme der installierten Leistung angleichen werden, da die Risikozuschläge für neue Technologien mit zunehmender Erfahrung absinken. Die Finanzierungsparameter wurden seit der letzten Studie im Jahr 2021 weiter analysiert und auf die Risiko- und Investorenstruktur der einzelnen Technologien angepasst. Bei der Betrachtung der zukünftigen Stromgestehungskosten ist zu beachten, dass die Finanzierungsbedingungen (in Form von Fremd- oder Eigenkapitalrenditen) sowohl ansteigen als auch fallen können.

Da sich der WACC aus marktüblichen Zinssätzen und Renditeerwartungen ableitet, die in nominalen Werten angegeben werden, werden zunächst die nominalen Werte des WACC berechnet. Dieser nominale Wert wird dann unter Berücksichtigung einer angenommenen Inflationsrate von 1,8% p.a. in einen realen Wert umgerechnet. Dieser Wert wurde im Vergleich zu vorangegangenen Studien wieder erhöht, da die durchschnittliche Inflationsrate deutlich nach oben gegangen ist.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist es entscheidend, dass alle auftretenden Zahlungsströme entweder nominal oder real angesetzt werden. Eine Vermischung realer und nominaler Größen ist fehlerhaft und unzulässig. Um die Berechnung auf Basis nominaler Werte durchzuführen, müsste zunächst die jährliche Inflationsrate bis 2045 prognostiziert werden. Da die Prognose der Inflationsrate über lange Zeiträume sehr ungenau und schwierig ist, werden Kostenprognosen für lange Zeiträume meist mit realen Werten durchgeführt. Alle in dieser Studie angegebenen Kosten beziehen sich deshalb ebenfalls auf reale Werte von 2024. Die Angabe von Stromgestehungskosten für zukünftige Jahre bezieht sich immer auf die Neuinstallationen in den jeweiligen Jahren. Bei einer errichteten Anlage bleiben die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über die Lebensdauer konstant und sind damit identisch mit der Angabe im Jahr der Installation.

Ein zweiter Faktor, der die Höhe der Eigenkapitalrendite beeinflusst, ist das projektspezifische Risiko: Je höher das Ausfallrisiko ist, desto höher ist die vom Investor geforderte Eigenkapitalrendite. Um die Kapitalkosten gering zu halten, ist also ein möglichst hoher Anteil an günstigem Fremdkapital wünschenswert. Dieser wird jedoch ebenfalls durch das projektspezifische Risiko begrenzt: Je höher das Ausfallrisiko, desto weniger Fremdkapital wird von den Banken zur Verfügung gestellt. Da Offshore-Windparks nach wie vor ein höheres projektspezifisches Risiko als beispielsweise Onshore-Windkraftanlagen aufweisen, sind die durchschnittlichen Kapitalkosten entsprechend höher. Stehen Förderkredite in ausreichender Höhe zur Verfügung – beispielsweise von der KfW-Bankengruppe – können je nach Technologie Fremdkapitalzinssätze von rund 5% bis 7% erzielt werden.

Bei länderübergreifenden Standortvergleichen ist zu beachten, dass sich neben den Umweltfaktoren wie Einstrahlung und Windangebot auch die Finanzierungsbedingungen ändern. Ein weiterer Faktor ist die Verfügbarkeit von zinsgünstigen Förderkrediten. Speziell der Standort Deutschland bietet hier günstige Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien.

Untersuchte Standortbedingungen

Einstrahlung – Volllaststunden

Die Höhe des Stromertrages am Standort des Kraftwerkes stellt einen wichtigen Parameter mit einem erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien dar. Bei Solartechnologien spielt hierbei, je nach Technologie, die Höhe der diffusen oder direkten Solarstrahlung eine Rolle. Abhängig von der Windgeschwindigkeit lassen sich Volllaststunden aus dem Windangebot am Kraftwerksstandort einer WEA berechnen. Bei Biogas bzw. Biomasse hingegen ist die Anzahl der Volllaststunden nicht dargebotsabhängig, sondern wird von den Faktoren Nachfrage, Verfügbarkeit des Substrats und Anlagenauslegung bestimmt.

Deshalb sollen exemplarisch Standorte mit spezifischen Energieerträgen aus der Sonneneinstrahlung sowie Standorte mit spezifischen Volllaststunden für WEA untersucht werden (siehe Tabelle 3). An typischen Standorten in Deutschland trifft eine Globalstrahlung (GHI, global horizontal irradiance – bestehend aus diffuser und direkter Strahlung) im Bereich zwischen 950 und 1300 kWh pro m² und Jahr horizontal auf (Abbildung 29). Dies entspricht einer Solarstrahlung zwischen 1100 bis 1510 kWh/(m²a) auf eine optimal ausgerichtete PV-Anlage (sowohl in Bezug auf Himmelsrichtung Süd als auch in Bezug auf den optimalen Neigungswinkel der Anlage). Nach Abzug von Verlusten innerhalb des PV-Kraftwerkes ergibt dies einen mittleren jährlichen Stromertrag zwischen 935 und 1280 kWh pro installiertem kW_p. Die Volllaststunden der Anlagen sinken entsprechend, wenn die Anlagen zum Beispiel aufgrund der Dachneigung in Richtung Osten oder Westen ausgerichtet sind oder wenn die Anlagen flacher aufgeständert werden. Beide Gesichtspunkte können unter Umständen aus einer Wirtschaftlichkeitsberechnung und unter der Berücksichtigung von Eigenstromnutzung aus Eigentümersicht optimal sein.

Das Windangebot ist ebenfalls standortabhängig. Onshore-Anlagen können an schlechten Standorten Volllaststunden von nur 1800 Stunden pro Jahr aufweisen. Die Höhe der Volllaststunden kann jedoch an ausgewählten küstennahen Standorten in Deutschland Werte von bis zu 3200 Stunden erreichen. Der durchschnittliche Wert der im Jahr 2016 errichteten Onshore-WEA liegt bei 2721 Volllaststunden pro Jahr (Fraunhofer IWES 2018). Für Onshore-WEA wird eine jährliche Zunahme

PV-Anlage (Standardmodule)	Globalstrahlung [kWh/(m²a)]	Einstrahlung auf PV-Module [kWh/(m²a)]	Stromerzeugung pro 1 kW_p bei optimalem Neigungswinkel und Südausrichtung [kWh/a]
Deutschland Norden	950	1100	935
Deutschland Mitte und Osten	1120	1300	1105
Deutschland Süden	1300	1510	1280

Windenergieanlage (2 - 5 MW)	Windgeschwindigkeit auf 120m Nabenhöhe [m/s]	Wind-Volllaststunden [h]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Onshore: Binnenland Deutschland	5,5	1800	1800
Onshore: Norddeutschland	6,4	2500	2500
Onshore: Küstennahe und windreiche Standorte Deutschland	7,8	3200	3200
Offshore: mittlere Entfernung von Küste	7,8	3200	3200
Offshore: höhere Entfernung von Küste	8,7	3600	3600
Offshore: sehr gute Standorte	10,3	4500	4500

Tabelle 3: Jahreserträge an typischen Standorten von PV und Wind (Quelle: Fraunhofer ISE intern).

Volllaststunden konventionelle KW [h/a]		Braunkohle	Steinkohle	GuD	GuD-H_2	GT	GT-H_2	Brennstoffzelle	Kernkraft	Feste Biomasse	Biogas
Jahr 2024	Hoch	6300	5200	6300	6300	3000	3000	6300	6300	6300	6300
	Niedrig	4300	3000	3000	3000	500	500	3000	4300	4300	4300
Jahr 2035	Hoch	3650	2650	4500	4500	3000	3000	4500	5000	5000	5000
	Niedrig	1150	1150	1000	1000	500	500	1000	2000	2000	2000
Jahr 2045	Hoch	1000	1000	2500	2500	2000	2000	4000	4000	4000	4000
	Niedrig	500	500	500	500	500	500	1000	2000	2000	2000

Tabelle 4: Entwicklung der Volllaststunden für konventionelle Kraftwerke und Bioenergieanlagen im Systempfad Klimaneutralität (Quelle: eigene Annahme auf Basis aktueller Werte im Jahr 2024)

der Volllaststunden um 0,5% angenommen. Sehr viel höhere Volllaststunden erreichen Offshore-Anlagen mit Werten zwischen 3200 Stunden pro Jahr in Küstennähe und bis zu 4500 Stunden pro Jahr an küstenferneren Standorten in der Nordsee. Durch die bei Offshore-Anlagen höheren Umgebungsturbulenzen bei der Anströmung, wird davon ausgegangen, dass die Volllaststunden trotz des Trends zu immer größerer Anlagendimensionen konstant bleibt (Dr. Martin Dörenkämper 2022).

Biogasanlagen und Anlagen mit Verwendung von biogenen Festbrennstoffen können in Deutschland problemlos eine Auslastung von 80 - 90% erreichen, was über 7000 Volllaststunden pro Jahr entspricht. Vorangetrieben durch die durch das EEG eingeführte Flexibilitätsprämie wird immer häufiger eine flexible Fahrweise der Anlagen angestrebt, was zu sinkenden Volllaststunden führt. Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist die Erhöhung des flexiblen Anteils an der Stromproduktion der Biogasanlage. Dies dient dazu, die Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung von Solar und Wind auszugleichen. Aus diesem Grund wird eine Bandbreite zwischen 4000 und 6300 Volllaststunden angesetzt (DBFZ 2015).

Im Gegensatz zu den meisten erneuerbaren Energietechnologien ist die jährliche Stromerzeugung und damit die Volllaststundenzahl eines fossilen Kraftwerkes abhängig von der jeweiligen Nachfrage, den CO_2-Kosten sowie Kosten für fossile Brennstoffe und damit auch von der stündlichen Wettbewerbsfähigkeit der Technologie im Energiesystem. Im Jahr 2023 lagen die Volllaststunden von Braunkohle über alle Anlagen bei durchschnittlich 4366 Stunden (Burger, Bruno 2024). Bei Steinkohle wurden im Jahr 2023 durchschnittlich 2050 Stunden und im Fall von erdgasgetriebenen GuD- und Gasturbinensystemen im Schnitt 2241 Stunden erzielt (Burger, Bruno 2024). Im Zuge der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der steigenden CO_2-Zertifikatspreise ist davon auszugehen, dass die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken weiter kontinuierlich sinken. Bei Braunkohle, Steinkohle und Erdgas-GuD sinkt perspektivisch der mittlere Wert der Volllaststunden im Jahr 2045 auf deutlich unter 2000 Stunden pro Jahr. Höhere Volllaststunden können die Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken verringern, falls dies die Wettbewerbs- oder Nachfragesituation zulässt. Entsprechend führen geringere Volllaststunden zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten. Die zugrundeliegenden Annahmen orientieren sich an den politischen Zielsetzungen und Klimaschutzvorgaben für das deutsche Energiesystem. Die Berechnung von umfassenden systemischen Stromgestehungskosten einer Technologie bedürfen einer detaillieren Auseinandersetzung als sie in dieser Studie stattfindet. Dazu müsste die Nutzungsweise der Erzeugungstechnologien im Kontext des jeweiligen Energiesystems mit spezifischen Erzeugungs-, Verbrauchs und Übertragungsstrukturen betrachtet werden. Insbesondere die Volllaststunden beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungstechnologien und müssen im systemspezifischen Kontext betrachtet werden.

Um eine möglichst technologieneutrale und systemunabhängige Bewertung im Rahmen dieser Studie vornehmen zu können, wurde daher eine dezidierte Untersuchung der Volllaststundenabhängigkeit regelbarer Technologien vorgenommen (siehe Abbildung 18). Um die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse weitestgehend sicherzustellen, wurden system- und standortspezifische Kostenfaktoren vernachlässigt. Somit werden im Zusammenhang mit dem Zubau erneuerbarer Kapazitäten keine zusätzlichen Kosten für den Zubau von Backup-Kraftwerken, verstärkte Abregelung oder den Netzausbau subsummiert. Es findet auch keine Internalisierung von Rückbaukosten oder gegebenenfalls einer Endlagerung von radioaktivem Material im Rahmen der Studie statt.

Brennstoffkosten

Die Substratkosten variieren für Biogasanlagen deutlich. Die Kosten unterscheiden sich aufgrund der Möglichkeiten des Zukaufs von Substraten oder der Verwendung von eigenerzeugten Substraten von Biogasbetreibern. Zudem sind die Anteile der unterschiedlichen Substrate von Anlage zu Anlage verschieden. Beispielsweise wird für eine Biogasanlage mit 500 kW_{el} ein durchschnittlicher Substratmix mit 60% Silomais, 20% Rindergülle /Rindermist, 10% Grassilage und 10% Ganzpflanzensilage (GPS) verwendet. Hierbei variiert der Methanertrag der einzelnen Substrate zwischen 99 Nm³/t FM (Tonne Feuchtmasse) für Silomais und 17 Nm³ für Milchkuhgülle (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)). Für die Substrate fallen zudem unterschiedliche Kosten an. So liegen die Substratkosten für den Ankauf von guten Silomais bei 34 Euro/t FM (Harms 2023) und für Rinder- und Schweinegülle bei 11,20 und 13,66 Euro/m³ (BockholtKarl 2022). Für eigenerzeugte Substrate können die Substratkosten mit nahezu 0 Euro/t FM angesetzt werden. Durch Biogas kann ein Methanertrag von 50-75% erreicht werden. Die Methanausbeute beträgt dann entsprechend 9,97 kWh/Nm³. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)) Es werden in dieser Studie durchschnittliche Substratkosten von 8,75 €Cent/kWh_{th} für Biogasanlagen angesetzt (dena- Deutsche Energie-Agentur 2021). Die Brennstoffkosten für die Verbrennung fester Biomasse variieren auch je nach eingesetztem Rohstoff. In Deutschland werden die Biomasseheizkraftwerke überwiegend mit Hackschnitzeln aus Altholz, Landschaftspflegeholz, Waldrestholz und Rinde betrieben (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)). In dieser Studie wird als Brennstoff Hackschnitzel mit einer Feuchte von 35% mit Kosten in der Höhe von 2,4 €Cent/kWh_{th} angenommen (carmen-ev).

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken sind Annahmen zu Wirkungsgraden und CO_2-Emissionen der Kraftwerke notwendig. Die Annahmen der typischen Kraftwerksgrößen liegen bei Braunkohle zwischen 800 und 1000 MW, bei Steinkohle zwischen 600 und 800 MW und bei GuD-Kraftwerken zwischen 400 und 600 MW je Standort bzw. für GT-Kraftwerken bei 200 MW. Durch weitere technische Verbesserungen steigt der Netto-Wirkungsgrad von Neuanlagen bei Braunkohle von 38% auf 40%, bei Steinkohle von 39% auf 41% und bei GuD von 60% auf 62%. Die Preispfade für die Brennstoffe Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sind mit relativ konstanten Entwicklungen angenommen. Der Preis für Wasserstoff sinkt langsam von 150 auf 100 €/MWh im Jahr 2045 (Heizkostenvergleich 2024, Fraunhofer ISE a). Aufgrund einer möglichen Verknappung der CO_2-Zertifikate wird zudem ein langfristiger Anstieg des Zertifikatspreises angenommen (siehe Tabelle 7).

Die CO_2-Zertifikatspreise sowie die Brennstoffpreise orientieren sich an dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045. Das bedeutet, dass energiebedingte CO_2-Emissionen in Deutschland bis 2045 gegen Null tendieren. Der CO_2-Zertifikatspreis steigt aufgrund der Klimaziele Deutschlands auf Werte von 175 bis 375 EUR/t im Jahr 2045 an.

Brennstoffpreise [EUR/MWh]	2024	2030	2035	2040	2045
Braunkohle	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Steinkohle	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erdgas	38,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Grüner Wasserstoff	150	150	129	111	100
Uran	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Substrat bei Biogas	87,5	99,6	103,3	106,7	110,2
Feste Biomasse	23,8	25,5	26,4	27,3	28,2

Tabelle 5: Annahmen zu Brennstoffpreisen basiert auf Werten von (Hecking et al. 2017; Fraunhofer IEE 2019; IEA 2020; carmen-ev; dena- Deutsche Energie-Agentur 2021; Burger, Bruno 2024)

Kraftwerkswirkungsgrade [%]	2024	2035	2045
Braunkohle - Elektrisch	38,0	39,0	40,0
Steinkohle - Elektrisch	39,0	40,0	41,0
GuD - Elektrisch	60,0	61,0	62,0
GuD - Thermisch	20,0	20,0	20,0
Kernkraft	35,0	35,0	35,0
Brennstoffzelle - Elektrisch	53,0	53,0	53,0
Brennstoffzelle - Themisch	27,0	27,0	27,0
Biogas - Elektrisch	40,0	40,0	40,0
Biogas - Thermisch	44,0	44,0	44,0
Feste Biomasse-Elektrisch	32,7	32,7	32,7
Feste Biomasse - Thermisch	52,3	52,3	52,3

Tabelle 6: Wirkungsgradentwicklung bei neuen Großkraftwerken. (Wietschel et al. 2010; Fraunhofer IEE 2019; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014; AG Energiebilanzen e. V. 2023; Lazard 2024, Fraunhofer ISE eigene Annahmen)

CO_2-Zertifikatspreise [EUR/t CO_2]	2024	2030	2035	2040	2045
Unterer Wert	75	100	125	150	175
Oberer Wert	90	150	225	300	375

Tabelle 7: CO_2-Zertifikatspreis (Heizkostenvergleich 2024)

4. STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ENERGIETECHNOLOGIEN IN 2024

Im hier durchgeführten Technologievergleich werden die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energietechnologien PV, Wind, Biogas und feste Biomasse an Standorten in Deutschland anhand von Marktdaten zu spezifischen Investitionen, Betriebskosten und weiteren technischen und finanziellen Parametern ermittelt. Konventionelle Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Kernkraft, GuD und Gasturbinen) sowie flexible Wasserstoffkraftwerke und Brennstoffzellen werden ebenfalls unter verschiedenen Anlagenausprägungen sowie Annahmen für den Bau und den Betrieb untersucht.

In Süddeutschland betragen die Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen (<30 kWp) an Standorten mit horizontaler Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) zwischen 6,3 und 10,6 €Cent/kWh und bei einer Einstrahlung von 950 kWh/(m²a) in Norddeutschland zwischen 8,7 und 14,4 €Cent/kWh. Die Ergebnisse sind abhängig von der Höhe der spezifischen Investitionen, die zwischen 1000 und 2000 EUR/kWp angesetzt wurden. Größere PV-Dachanlagen (>30 kWp) können heute in Süddeutschland Strom zu Gestehungskosten zwischen 5,7 und 8,8 €Cent/kWh produzieren, in Norddeutschland zwischen 7,8 und 12,0 €Cent/kWh, jeweils bei spezifischen Investitionen zwischen 900 und 1600 EUR/kW_p. Große Freiflächenanlagen (>1 MW_p) erreichen heute Werte zwischen 4,1 und 5,0 €Cent/kWh in Süddeutschland und 5,7 bis 6,9 Cent/kWh in Norddeutschland, da die günstigsten Anlagen spezifische In-

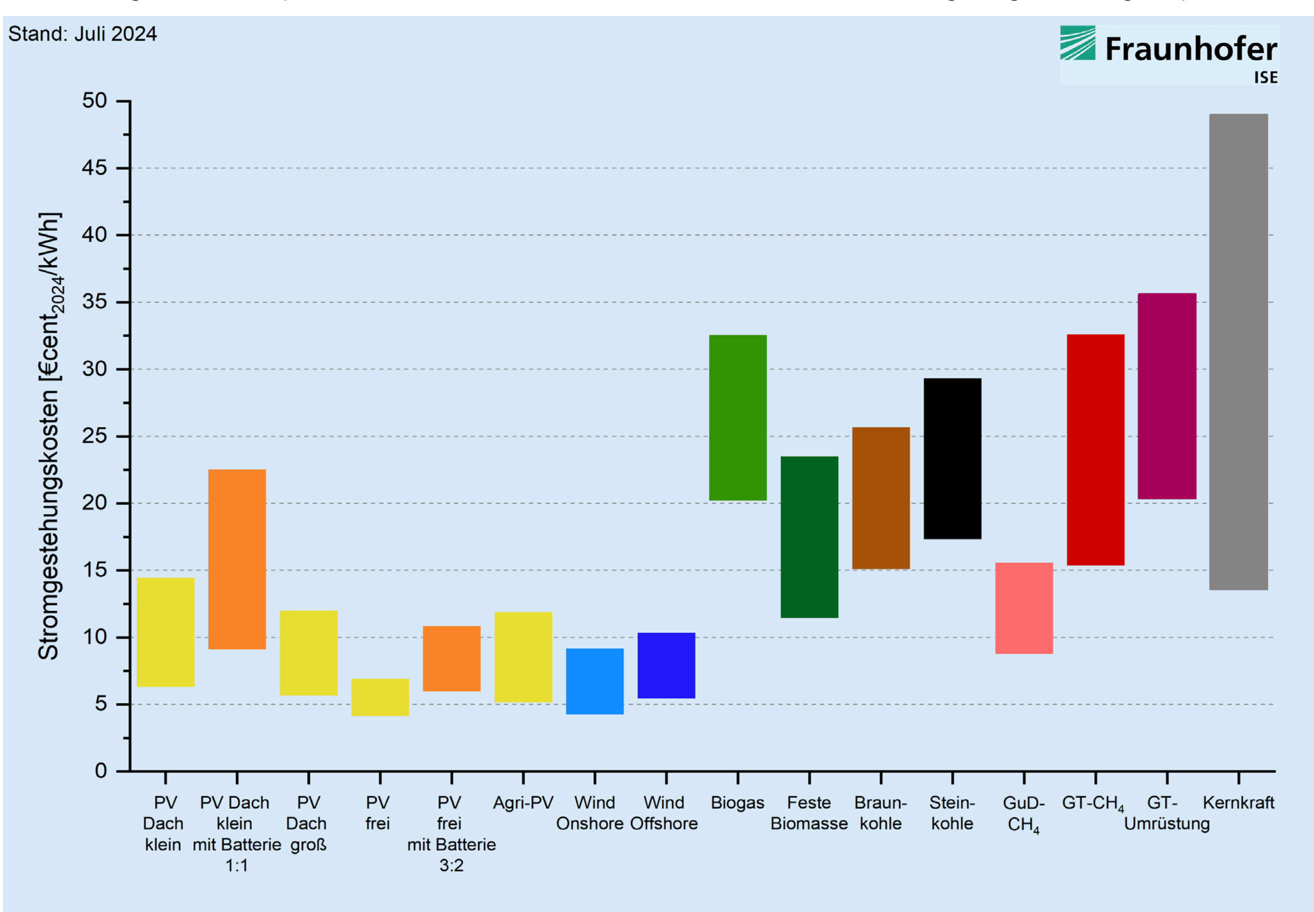


Abbildung 5: Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2024. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Das Verhältnis bei PV-Batteriesystemen drückt PV-Leistung in kW_p gegenüber Batteriespeicherkapazität in kWh aus. Die zugehörigen Annahmen lassen sich Tabellen 1 bis 7 entnehmen.

vestitionskosten von 700 EUR/kW oder 900 EUR/kW aufweisen. Damit sind Freiflächen-PV-Anlagen am wirtschaftlichsten.

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Flächenkonfliktes zwischen Nahrungsmittelproduktion und Klimapolitik bietet die Agriphotovoltaik (Agri-PV) durch die Doppelnutzung eine vielversprechende Lösung und rückt daher verstärkt in den Fokus. Das technische Potenzial in Deutschland liegt bei 2900 GW. Es wird zwischen geschlossenen PV-Gewächshäusern und offenen Agri-PV-Systemen unterschieden. Diese Studie konzentriert sich auf offene Agri-PV-Systeme. Diese werden weiter unterteilt in bodennahe Module, die für Grünlandflächen und Ackerbau genutzt werden, sowie aufgeständerte Module. Mittelhohe Aufständerungen bis zu 2,1 m werden ebenfalls für den Ackerbau genutzt, während hohe Aufständerungen (bis zu 4 m) für hochwachsendes Obst und Gemüse geeignet sind. (Fraunhofer ISE 2024 b) Die Stromgestehungskosten für Agri-PV-Anlagen liegen bei 5,2 bis 8,7 €Cent/kWh in Süddeutschland und 7,1 oder 11,9 €Cent/kWh in Norddeutschland. Die spezifischen Investitionen liegen bei Agri-PV-Anlagen ähnlich wie bei größeren PV-Anlagen zwischen 900 und 1700 EUR/kWp.

Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme beziehen sich auf die gesamte von der PV-Anlage produzierte Energiemenge abzüglich der Speicherverluste. Die Speicherverluste errechnen sich aus der Kapazität des Batteriespeichers, der angenommenen Zyklenzahl sowie dem Wirkungsgrad der Batterie. Die Stromgestehungskosten für PV-Batterie-Kleinanlagen liegen demnach zwischen 9,1 und 22,5 €Cent/kWh. Die Ergebnisse umfassen Unterschiede in den PV-Kosten, Batteriekosten (500 bis 1200 EUR/kWh) und unterschiedlich hohe Einstrahlungswerte. Für größere PV-Dachanlagen mit Batteriespeicher liegen die Stromgestehungskosten zwischen 7,3 und 16,0 €Cent/kWh. Dabei ergeben sich die Batteriekosten zu 450 bis 800 EUR/kWh. Für PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeicher errechnen sich Stromgestehungskosten von 6,0 bis 10,8 €Cent/kWh; hierfür wurden Investitionskosten für den Batteriespeicher von 400 bis 600 EUR/kWh angenommen. Die Spanne der Investitionskosten ist kleiner bei den größeren Größen, da hier ein stärkerer Konkurrenzdruck vorliegt. Onshore-WEA mit durchschnittlichen Installationskosten von ca. 1600 EUR/kW weisen an Standorten mit sehr hohen jährlichen Volllaststunden von 3200 Stromgestehungskosten von 4,3 €Cent/kWh auf, jedoch sind diese Standorte in Deutschland begrenzt. Deshalb variieren die Kosten von Anlagen an schlechteren Standorten bis in einen Bereich von 9,2 €Cent/kWh, wiederum abhängig von der spezifischen Investition sowie den dort erreichten jährlichen Volllaststunden (Tabelle 3). Im Vergleich dazu liegen die durchschnittlichen Investitionskosten für Offshore-WEA bei 2800 EUR/kW. Trotz höherer Volllaststundenzahl von 3200 bis 4500 pro Jahr sind die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen 5,5 €Cent/kWh und 10,3 €Cent/kWh deutlich teurer.

Die Stromgestehungskosten von Biogas betragen bei Substratkosten von 8,8 €Cent/kWh_{th} zwischen 20,1 und 32,5 €Cent/kWh. Bei Anlagen mit fester Biomasse sind die Stromgestehungskosten zwischen 11,5 und 23,5 €Cent/kWh etwas geringer, was hauptsächlich auf die Substratkosten, die bei 2,4 €Cent/kWh_{th} liegen, zurückzuführen ist. Sowohl bei Biomasse als auch bei Biogas wurden bei den Stromgestehungskosten die Wärmegutschriften, auch als Einnahmen aus der Wärmeerzeugung bezeichnet, abgezogen. Das bedeutet, dass die hier angegebenen Werte sich nur auf Bioenergie mit Kraft-Wärmekopplung beziehen. Anlagen ohne Wärmeauskopplung besitzen deutlich höhere Stromgestehungskosten.

Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich unter den derzeitigen Bedingungen auf dem Strommarkt mit den jeweiligen Volllaststunden und Brennstoffpreisen je Technologie folgende Stromgestehungskosten: Heute errichtete Braunkohlekraftwerke können Stromgestehungskosten von 15,1 bis 25,7 €Cent/kWh für die gewählten Betriebsparameter (mit einem heute relativ niedrigen CO_2-Preis) aufweisen. Etwas höher liegen die Stromgestehungskosten von großen Steinkohlekraftwerken zwischen 17,3 und 29,3 €Cent/kWh. GuD-Kraftwerke erreichen heute Werte zwischen 10,9 und 18,1 €Cent/kWh. Deutlich höher liegen die Werte von flexiblen Gaskraftwerken zwischen 15,4 und 32,6 €Cent/kWh.

Die Gestehungskosten der Kernkraft liegen im Vergleich dazu bei 13,6 bis 49,0 €Cent/kWh. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass externalisierte Kosten wie die Endlagerung der ausgebrannten Brennstäbe nicht berücksichtigt werden. Wird eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff im Jahr 2035 für die Gasturbine betrachtet, ergeben sich Gestehungskosten von 20,4 – 35,6 €Cent/kWh im Installationsjahr 2024. Die Brennstoffzelle weist Stand 2024 Gestehungskosten zwischen 23,1 und 59,0 €Cent/kWh auf.

Zu berücksichtigen ist, dass die Berechnung der Stromgestehungskosten nicht die mögliche Flexibilität einer Erzeugungstechnologie oder Wertigkeit der erzeugten Elektrizität hinterlegt. Beispielsweise sind saisonale und tagesspezifische Erzeugung der einzelnen Technologien sehr verschieden. So sind Unterschiede durch den flexiblen Einsatz der Kraftwerke oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Bezug auf den erzielten Marktverkaufspreis von Strom nicht in der Höhe der Stromgestehungskosten berücksichtigt (siehe Kapitel 7).

Photovoltaik

Marktentwicklung und Prognose

Ende 2023 hat die global installierte PV-Leistung mehr als 1400 GW_p betragen, der weltweite Zubau in 2023 erreichte rund 413

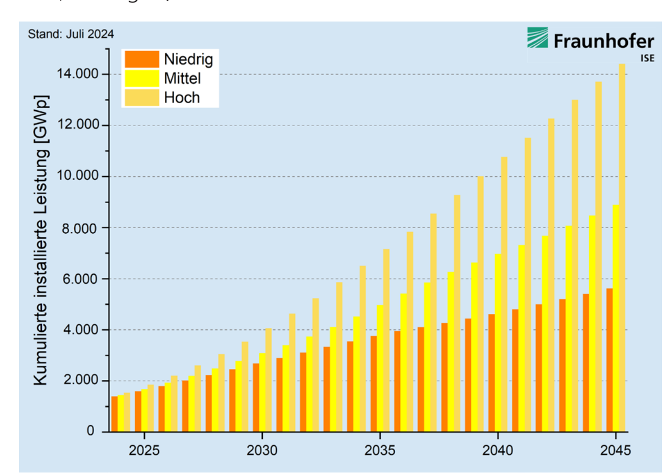


Abbildung 6: Szenarien für die Marktentwicklung der kumuliert installierten Kraftwerksleistung [GW] für PV bis 2045, eigene Szenarien.

GW_p. Dies bedeutet ein Marktwachstum von 58% gegenüber 2022, als rund 252 GW_p installiert wurden (JOHN FITZGERALD WEAVER 2023; International Renewable Energy Agency (IRENA)). Der globale PV-Markt wird derzeit sowohl bei der Produktion als auch bei der Installation von China dominiert. Gleichwohl installieren immer mehr Länder PV in einem signifikanten Umfang, da PV-Anlagen sich immer öfter im freien Wettbewerb durchzusetzen und damit unabhängig von Förderprogrammen realisiert werden können. Das PV-Marktwachstum wird somit vermehrt durch rein ökonomische Gründe getrieben.

Daher ist davon auszugehen, dass der globale PV-Nachfragemarkt weiterhin stark wachsen wird. Die drei der Studie zugrunde gelegten Szenarien „Hoch“, „Mittel“ und „Niedrig“ für die Marktentwicklung gehen alle von einer kontinuierlichen Reduzierung des jährlichen Marktwachstums aus. Das angenommene Marktwachstum in 2024 von 24%, 20% bzw. 18% für die Szenarien "Hoch", "Mittel" und "Niedrig" flacht bis 2045 auf 5% (Hoch, Mittel) bzw. 4% (Niedrig) ab. Für das Jahr 2045 ergeben die Szenarien eine Gesamtkapazität von 14.400 GW, 8900 GW und 5600 GW. Die Szenarien der kumuliert installierten Kraftwerksleistung sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Preis- und Kostenentwicklung

Seit 2021 sind die Großhandelspreise für kristalline Module in Deutschland von 310 EUR/kW_p auf 270 EUR/kW_p im Jahr 2023 nochmals deutlich gefallen. Der niedrigste Netto-Preis für kristalline Module lag im vierten Quartal 2023 bei 270 EUR/kW_p. Weiterhin besteht ein Unterschied der Preisniveaus chinesischer und deutscher Hersteller: Im Jahr 2022 konnten chinesische Hersteller ihre Module durchschnittlich 40 EUR/kW_p günstiger anbieten als deutsche Hersteller. Im Jahr 2023 betrug der Abstand weiterhin 40 EUR/kW_p. (EuPD Research - Christoph Suwandy).

Auch die Kosten für Wechselrichter und BOS-Anlagenkomponenten (Balance-of-System Components) wie Montagesystem und Kabel sowie für deren Installation nahmen ab, wenn auch nicht im gleichen Maße wie die der PV-Module. Während 2005 der Kostenanteil der Solarmodule noch fast 75% der Systemkosten betrug, liegt dieser heute selbst bei Aufdachanlagen unter 30%.

In Abbildung 7 sind Kostenbänder für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen dargestellt. Die Kosten für eine kleine PV-Anlage (bis 30 kW_p) liegen derzeit bei 1000 bis 2000 Euro/kW_p. Bei größeren PV-Anlagen über 30 kW_p liegen die Kosten gegenwärtig bei 900 bis 1600 EUR/kW_p. PV-Freiflächenanlagen mit Leistungen ab 1 MW_p erreichen Investitionskosten von 700 bis 900 EUR/kW_p und Agri-PV-Anlagen mit Leistungen

Performance Ratio von PV-Systemen

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig die Performance Ratio verwendet. Die Performance Ratio (engl. performance = Ertrag und ratio = Verhältnis) beschreibt das Verhältnis des tatsächlichen Energieertrages (elektrische Endenergie) eines PV-Systems zu dessen Nennleistung. Die Nennleistung eines PV-Systems wird üblicherweise in Kilowattpeak (kW_p) angegeben. Sie beschreibt die unter normierten STC-Bedingungen (STC engl. für Standard Testing Conditions = Standard-Testbedingungen) gemessene Generatorleistung der PV-Module des PV-Systems. Der tatsächlich nutzbare Energieertrag des PV-Systems wird von den realen Betriebsbedingungen am Systemstandort beeinflusst. Abweichungen des Modulertrages im Vergleich zu STC-Bedingungen können sich aus unterschiedlichen Gründen ergeben, wie abweichende Einstrahlungswerte der Sonne, Abschattung und Verschmutzung der PV-Module, Reflexion an der Moduloberfläche bei Schrägeinfall des Lichtes, spektrale Abweichung vom Normspektrum sowie Erhöhung der Modultemperatur. Neben den abweichenden Betriebsbedingungen der PV-Module kommen weitere Verluste im PV-System hinzu, durch elektrische Fehlanpassung der Module, ohmsche Verluste in der AC- bzw. DC-Verkabelung, Wechselrichterverluste sowie gegebenenfalls Verluste im Transformator. Neue, optimal ausgerichtete PV-Anlagen erreichen in Deutschland Performance Ratios zwischen 80 und 90% (Reich et al. 2012).

von 500 kW$_p$ bis 2 MW$_p$ liegen bei 900 bis 1700 EUR/kW$_p$. Es ist zu beachten, dass Agri-PV-Systeme mehrere hundert Megawatt Nennleistung besitzen können. Investitionskosten größerer Anlagen sind dementsprechend geringer.

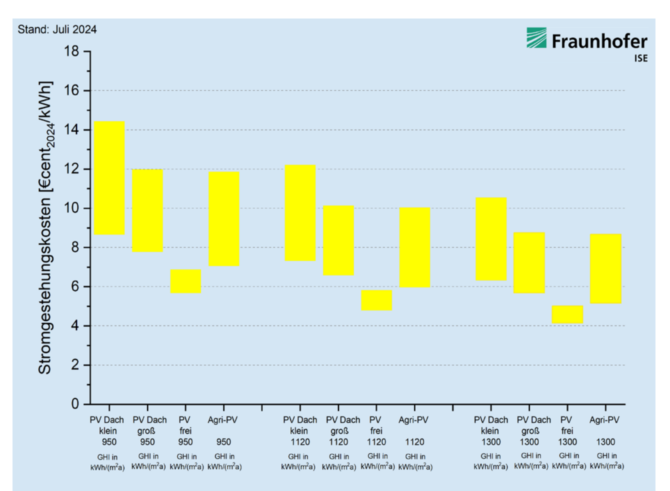


Abbildung 7: Stromgestehungskosten für PV-Anlagen in Deutschland je Anlagentyp und Einstrahlung (GHI in kWh/(m²a)) im Jahr 2024.

Diese Werte enthalten sämtliche Kosten von Komponenten und zur Installation der PV-Anlage. Teilweise können Anlagen unter bestimmten Einkaufsbedingungen sogar unter den genannten Preisbändern realisiert werden. Im Vergleich zur letzten Studie 2021 werden für Dach-PV-Anlagen deutlich größere Bandbreiten für die spezifische Investition angegeben. Die Gründe hierfür liegen an einer Marktentwicklung, in der der Standort, Design der Anlage bzw. die Dach- und Gebäudebedingungen stark auf die Preise der Anlagen einwirken. Dies führt zu einer höheren Variation der spezifischen Kosten.
Die Werte aktueller PV-Stromgestehungskosten werden für die verschiedenen Anlagengrößen und -kosten für unterschiedliche Einstrahlungswerte (siehe Tabelle 3) in Abbildung 7 dargestellt. Die Zahl hinter der Anlagengröße steht für die jährliche Einstrahlung am Standort der Anlage. Optimal ausgerichtete Anlagen im Norden produzieren ab etwa 935 kWh/a, während Anlagen in Süddeutschland bis zu 1280 kWh/a liefern.

Die Preisdegression bei den Anlageninvestitionen führte zu weiterhin sehr geringen PV-Stromgestehungskosten. PV-Freiflächenanlagen können in Norddeutschland bereits Stromgestehungskosten von unter 7,0 €Cent/kWh erreichen, in Süddeutschland liegen diese unter 4,2 €Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten für Agri-PV liegen zwischen 5,2 bis 11,9 €Cent/kWh und sind damit höher. Große PV-Dachanlagen können Stromgestehungkosten zwischen 12,0 €Cent/kWh in Norddeutschland und 5,7 €Cent/kWh in Süddeutschland aufweisen. Kleine PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen Strom zu Gestehungskosten zwischen 6,3 und 14,4 €Cent/kWh und liegen damit deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte. Da die Photovoltaik entlang der gesamten Wertschöpfungskette und bei allen Komponenten immer noch ein deutliches Kostenreduktionspotential besitzt, ist – von möglichen Preisschwankungen aufgrund von speziellen Marktgeschehen abgesehen – mittel- und langfristig weiter mit sinkenden Anlagenkosten zu rechnen. Basierend auf der aktuellen Marktentwicklung sowie der Garantie, die die meisten Modulhersteller anbieten, liegt die Lebensdauer von PV-Modulen in dieser Studie bei 30 Jahren.

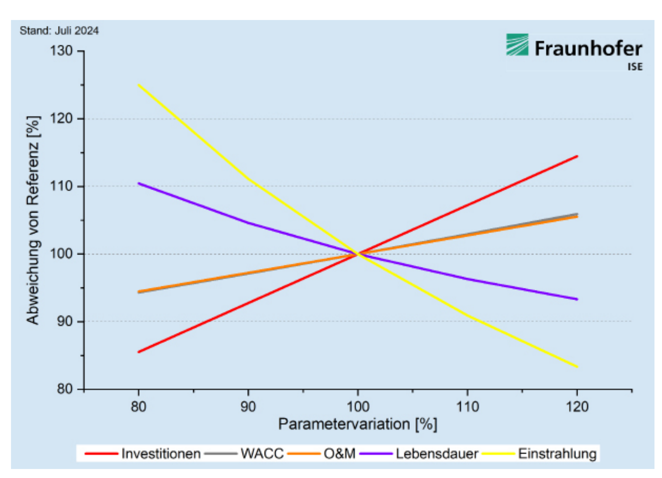


Abbildung 8: Sensitivitätsanalyse PV-Kleinanlage bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1120 kWh/(m²a) und mittleren Investition von 1500 Euro/kW.

Eine Sensitivitätsanalyse für eine PV-Kleinanlage in Deutschland zeigt die starke Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Einstrahlung und den spezifischen Investitionen (siehe Abbildung 8). Einen nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat die Lebensdauer der Anlagen, da bei längeren Lebensdauern auch bereits abgeschriebene Anlagen weiterhin Strom zu sehr niedrigen Betriebskosten produzieren. Einen geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen haben leicht veränderte Betriebskosten sowie die Kapitalkosten der Investition (WACC).

Photovoltaik mit Speicher

Um den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom zu erhöhen oder die Netzeinspeisung zu verstetigen, werden immer häufiger Stromspeicher eingesetzt. In der Regel handelt es sich dabei um Batteriespeicher, weshalb sie in dieser Ausgabe der Stromgestehungskostenstudie in die Untersuchungen aufgenommen werden. Im Vergleich zu Photovoltaik, Windkraft und Bioenergie sind Lithium-Ionen-Batteriespeicher eine vergleichsweise junge Technologie. Entsprechend ist der Markt von starkem Wachstum und stark sinkenden Preisen geprägt. Da PV-Batteriesysteme in unterschiedlichen Anwendungen eingesetzt werden, wird in der Berechnung der Stromgestehungskosten zwischen drei unterschiedlichen Anwendungsbereichen unterschieden:

PV-Heimspeicher (PV-Aufdach klein) – Hier steht die Eigenverbrauchserhöhung im Vordergrund, obwohl auch häufig Insellösungen nachgefragt werden. Da Strom aus PV-Anlagen unter 30 kW_p bei Eigenverbrauch von Abgaben und Umlagen befreit ist, können Batteriespeicher Einsparungen durch eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote erzielen. Der durch das PV-Batteriesystem erzeugte Strom steht somit im Wettbewerb mit den Kosten für den Netzstrombezug von Privatpersonen und Gewerbekunden. Die Größe der Batteriespeicherkapazität im Verhältnis zur PV-Leistung ist in den letzten Jahren mit sinkenden Batteriepreisen stetig gestiegen. Es wird für die Studie daher von einem Verhältnis von 1:1 ausgegangen. Die Zahl der PV-Anlagen, die in Kombination mit Batteriespeicher installiert werden, ist stark gestiegen. Bei PV-Anlagen unter 30 kW_p werden mittlerweile knapp 80% der Anlagen mit Batteriespeicher ausgestattet.

Mittelgroße Batteriespeicher (PV-Aufdach groß) – Dies sind häufig PV-Batteriesysteme bei Gewerbe- und Industriekunden. Die Batteriespeicher können hier oft gleich mehrere Nutzen erbringen: Neben einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote können Batteriespeicher beispielsweise auch für Spitzenlastkappung, für unterbrechungsfreie Stromversorgung oder zum Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Das Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriekapazität kann in diesem Segment sehr unterschiedlich sein. Angenommen wurde ein Verhältnis von 2:1. Aufgrund häufig geringerer Strompreise in den Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistung und Industrie sind hier bisher nur wenige PV-Speichersysteme im Einsatz. Mit weiter sinkenden Batteriepreisen ist allerdings auch hier ein weiteres Wachstum zu erwarten.

Große Batteriespeicher in Kombination mit PV-Freiflächenanlagen (PV-frei) – Bisher werden solche Projekte im Rahmen der Innovationsausschreibungen gefördert und dieses Angebot wird auch verstärkt angenommen. Der Nutzen des Batteriespeichers ist hier in erster Linie die Verstetigung der Stromerzeugung des Kraftwerksparks und einer sich daraus erhofften Vermarktung zu höheren Preisen. Das Verhältnis von PV-Leistung zu Batteriekapazität kann auch hier sehr unterschiedlich sein, ein Verhältnis von 3:2 ist für derzeitige Anlagen realistisch.

Abbildung 9 zeigt die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme in Abhängigkeit der Art und Größe der PV-Anlage sowie des Verhältnisses zwischen PV-Anlagenleistung und Speicherkapazität. Die Bandbreite für die resultierenden Stromgestehungskosten ist deutlich größer als bei den anderen erneuerbaren Energietechnologien, da drei Parameter variiert werden: Die Investitionskosten für die PV-Anlage, die Investitionskosten für den Batteriespeicher und die Einstrahlung. Die geringsten Stromgestehungskosten entstehen somit bei niedrigen Investitionskosten und hoher Einstrahlung. Die höchsten Stromgestehungskosten treffen auf Anlagen mit hohen Investitionskosten und geringer Einstrahlung zu. Die Volllastzyklen des Batteriespeichers wurden in allen Fällen gleich (nach Tabelle 2) angenommen, da dieser Wert nur eine Schätzung darstellt und der Einfluss auf den LCOE sehr gering ist.

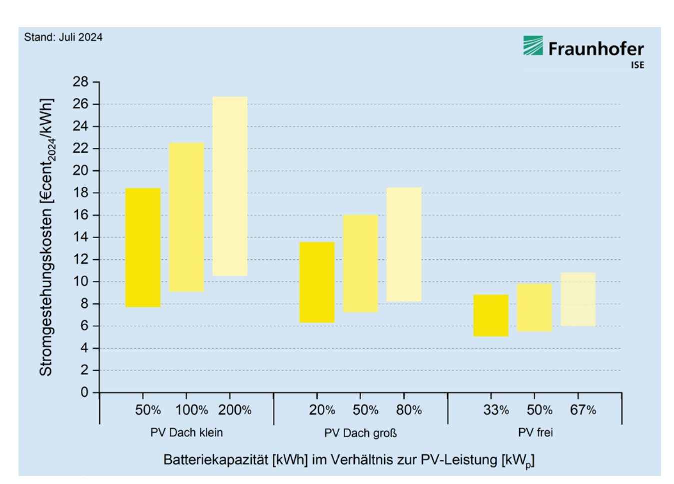


Abbildung 9: Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme in Abhängigkeit des Verhältnisses von PV-Leistung zur Batteriekapazität.

Die Kostenannahmen sind in Tabelle 1 angegeben, weitere Eingangsparameter sind in Tabelle 2 aufgeführt. Die Stromgestehungskosten steigen mit größeren Batteriekapazitäten, da eine größere Batterie höhere Investitionskosten bei gleichbleibender oder durch die Batterieverluste sogar leicht sinkender Stromerzeugung bedeuten. Die Bandbreite wächst mit zunehmender Batteriekapazität, da dadurch ein steigender Anteil für Batterieinvestitionskosten in die Rechnung einbezogen wird. Die Kapazität des Batteriespeichers hat eine geringere Auswirkung auf den niedrigen Wert der Stromgestehungskosten und einen größeren Einfluss auf die Obergrenze. Dies ist durch die Multiplikation der spezifischen Batteriespeicherkosten mit der Batteriegröße begründet. Beim angenommenen PV-Batterie-Verhältnis von 1:1 (100% in der Grafik) liegen die Stromgestehungskosten für kleine PV-Batteriesysteme zwischen 9,1 und 22,5 €Cent/kWh. Bei einer halbierten Batteriespeichergröße (50%) sinken die Stromgestehungskosten auf 7,7 bis 18,4 €Cent/kWh. Bei einer größeren Batteriespeicherkapazität steigen die Stromgestehungskosten auf 10,5 bis 26,7 €Cent/kWh an. Für große PV-Dachanlagen mit Batteriespeicher, bei denen eine große Bandbreite der in der Praxis umgesetzten Systemkonfigurationen vorliegt, liegen die Stromgestehungskosten bei 7,3 bis 16,0 €Cent/kWh bei einem PV-Batterie-Verhältnis von 2:1 (50% in der Grafik). Die Stromgestehungskosten sinken auf 6,3 bis 13,6 €Cent/kWh für eine geringe Batteriespeichergröße (Kapazität ist 20% der PV-Anlagenleistung) und steigen auf 8,2 bis 18,5 €Cent/kWh für eine größere Batteriespeichergröße (80%). Für Großspeicher wurde ein PV-Batterie-Verhältnis von 3:2 angenommen (67%), an dieser Stelle werden zwei geringere Batteriespeichergrößen untersucht. Die Stromgestehungskosten

können dabei von 6,0 bis 10,8 €Cent/kWh auf 5,5 bis 9,8 €Cent/kWh (50%) bzw. 5,1 bis 8,8 €Cent/kWh (33%) sinken.

Die Sensitivitätsanalyse für die Stromgestehungskosten von PV-Batteriesystemen zeigt, wie bei der Analyse für PV-Systeme, eine starke Abhängigkeit von der Einstrahlung und damit der PV-Stromerzeugung. Einen starken Einfluss haben ebenfalls die Investitionskosten, wobei die Investitionen für PV einen größeren Einfluss haben als die Investitionen für die Batterie, aufgrund der größeren Absolutwerte (1500 EUR/kW$_p$ im Vergleich zu 750 EUR/kWh). Der Einfluss des WACCs auf die Stromgestehungskosten ist, wie bei PV, aufgrund der teilweise großen Unterschiede des Absolutwertes möglicherweise auch höher als hier dargestellt. Einen geringeren Einfluss haben der Wirkungsgrad und die Anzahl der Volllastzyklen des Batteriespeichers.

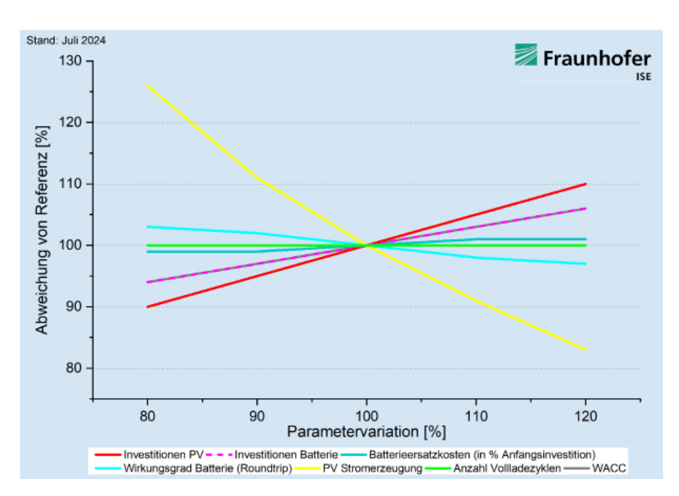


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse für PV-Dach-Kleinanlagen mit Batteriesystem bei einer horizontalen Globalstrahlung von 1120 kWh/(m²a), einer PV-Investition von 1500 EUR/kW, einer Batterieinvestition von 750 EUR/kWh und Batterieersatzkosten von 45% der Anfangsinvestition.

Preis- und Kostenentwicklung

Ein großer Anteil der heute installierten stationären Batteriespeicher basiert auf der Lithium-Ionen-Technologie. Die weltweit kumulierte Kapazität von Lithium-Ionen-Batterien wird für das Jahr 2022 auf ca. 700 GWh geschätzt (Fleischmann et al. 2023). Davon hatten elektrische Fahrzeuge allerdings den größten Anteil und auch das größte jährliche Wachstum. Die Preise für stationäre Batteriespeicher werden daher auch stark durch den Fahrzeugmarkt beeinflusst. Die Unterhaltungselektronik hat ebenfalls einen großen Marktanteil, aber ein langsameres Wachstum. Stationäre Energiespeicher hatten einen Marktanteil von ca. 5% am Gesamtmarkt. Für alle drei Anwendungsfälle – PV-Heimspeicher, Gewerbe- und Industriespeicher sowie Großspeicher in Deutschland – wird ebenfalls von einem starken weiteren Wachstum ausgegangen. Somit wird die Preisreduktion gleichzeitig durch einen wachsenden weltweiten Markt als auch steigende Installationszahlen in Deutschland getrieben.

Windenergieanlagen

Von den Erneuerbaren Energien ist die Windkraft diejenige, die schon am längsten eine hohe Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventioneller Stromerzeugung aufzeigt, entsprechend stark ist ihre weltweite Marktpenetration. Die vier wichtigsten Märkte für Neuinstallationen im Jahr 2022 waren China, die USA, Brasilien und Deutschland, diese vier Märkte machten zusammen 69 Prozent der weltweiten Installation aus. Jedoch gibt es in den meisten Regionen Märkte für WEA mit einem beständigen Wachstum (Global Wind Energy Council 2023; World Wind Wind Energy Association 2023). Bis Ende 2023 stieg die globale Gesamtkapazität aller installierten WEA auf ein Volumen von 1.017 GW. Der Markt zeigte bis zum Jahr 2023 ein kontinuierliches Wachstum. In den Jahren 2023 bis 2027 wird erwartet, dass 680 GW Windenergie neu installiert werden, davon 130 GW Offshore-WEA. Bis 2030 sollen zwei Terrawatt an installierter Leistung erreicht werden (Global Wind Energy Council 2023; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024). Es wird erwartet, dass die Gesamtkapazität der Onshore-Windenergie im Jahr 2030 gut 1500 GW erreicht (Global Wind Energy Council 2023). Für die Offshore-Windenergie wird eine weltweite Gesamtkapazität von 500 GW im Jahr 2030 und im Jahr 2050 knapp 2000 GW angenommen (World Forum Offshore Wind e.V 2023; Global Wind Energy Council 2023). Der Anteil der Windkraft an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beträgt im Jahr 2022 26%, wovon 19,9% auf Onshore-WEA fällt. Bei der regenerativen Stromerzeugung hat die Windkraft 2022 mit 50,5% weiterhin den größten Anteil (Fraunhofer ISE 2024).

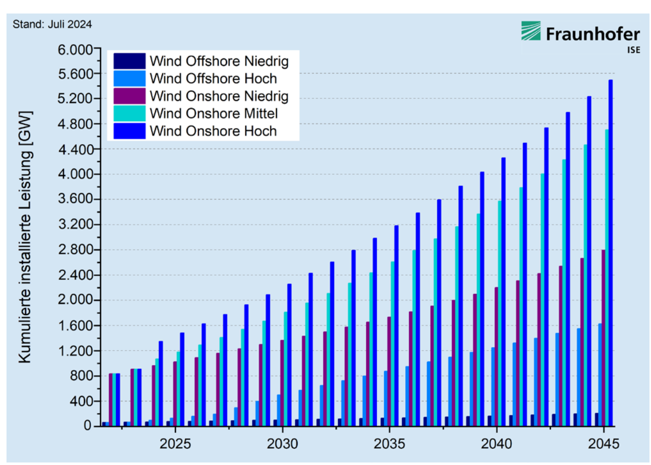


Abbildung 11: Marktprognosen kumulierter Windkraft 2020-2045 nach (GWEC 2016b; IRENA 2021; Global Wind Energy Council 2023; GWEC 2016a).

Die Stromgestehungskosten von WEA sind stark abhängig von den Standortbedingungen, sowohl in Bezug auf On- und Offshore-Anlagen, als auch aufgrund der erreichbaren Volllaststunden. Allgemein wird zwischen Stark- und Schwachwindstandorten unterschieden. Von Starkwindstandorten wird im Allgemeinen bei mittleren Windgeschwindigkeiten über 7,8 m/s gesprochen. Schwachwindstandorte finden sich in Deutschland häufig im Binnenland, wo zum einen die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit oftmals geringer und zum anderen die Rauigkeit des Bodens aufgrund von Bebauungen und Bewaldung größer ist. Derzeit lässt sich beobachten, dass Hersteller von Windkraftanlagen weiterhin größere Turmhöhen sowie eine Erhöhung der überstrichenen Rotorfläche im Verhältnis zur Generatorleistung anstreben. Dies geht mit einem Streben nach einer Ertragserhöhung einher, wodurch eine wirtschaftliche Nutzung an windschwächeren Standorten ermöglicht werden soll. Größere Turmhöhen und längere Rotorblätter führen jedoch auch zu höheren Material- und damit Installationskosten, die sich nur durch eine signifikante Erhöhung der Volllaststunden rechtfertigen und dadurch die Investition profitabel werden lassen. Durch die technische Weiterentwicklung ist bei zukünftigen Anlagen eine Steigerung der Volllaststunden zu erwarten, weswegen eine jährliche Erhöhung der Volllaststunden in der Berechnung von Stromgestehungskosten für WEA an Land angenommen wird. Bei Offshore-Parks kommt der Effekt der Windverschattung dazu, die wiederum zu weniger Volllaststunden führt. Daher wird für Offshore-WEA über die Jahre von einer konstanten Volllaststundenzahl ausgegangen. Die Stromgestehungskosten von Windkraftanlagen werden für Standorte mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s bzw. 6,4 m/s berechnet. Am ersten Standort werden so 1800 und am zweiten 2500 Volllaststunden pro Jahr erreicht. Sehr gute Windstandorte an den Küsten sind durch einen Standort mit 7,8 m/s und einer Volllaststundenzahl von 3200 abgedeckt.

Wie in Abbildung 12 dargestellt, liegen die Stromgestehungskosten für Onshore-WEA an küstennahen Starkwindstandorten mit 3200 Volllaststunden zwischen 4,3 €Cent/kWh und 5,5 €Cent/kWh. Standorte mit einem schwächeren Windangebot erzielen Stromgestehungskosten von 7,1 bis 9,2 €Cent/kWh, abhängig von den spezifischen Investitionen. Wenn an dem betreffenden Standort 2500 Volllaststunden erreicht werden können, liegen die Stromgestehungskosten mit Werten zwischen mit 5,3 bis 6,8 €Cent/kWh unter den Stromgestehungskosten von neuen Steinkohle bzw. Braunkohlekraftwerken. Im Vergleich zu den Kosten der Vorgängerstudie ist in Deutschland im Jahr 2024 eine systematische Erhöhung der Stromgestehungskosten insbesondere aufgrund der gestiegenen Inflation zu erkennen.

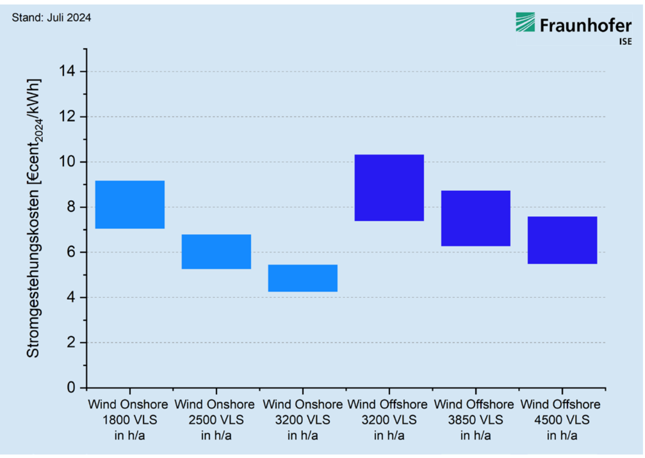


Abbildung 12: Stromgestehungskosten für WEA nach Standort und Volllaststunden im Jahr 2024.

Demgegenüber zeigt die Analyse aktueller Offshore-WEA auch für Standorte mit höheren Volllaststunden (bis zu 4500 Volllaststunden) höhere Stromgestehungskosten als für Onshore-WEA. Dies ist dem notwendigen Einsatz von widerstandsfähigeren, teureren Materialien, der aufwändigen Verankerung im Meeresgrund, kostenintensiverer Installation und Logistik der Anlagenkomponenten sowie einem höheren Wartungsaufwand geschuldet. Jedoch ist zukünftig aufgrund von Lerneffekten mit sinkenden Anlagenkosten und niedrigeren Wartungskosten wegen zuverlässigeren Anlagen zu rechnen. Derzeit erreichen Offshore-WEA an sehr guten Standorten Stromgestehungskosten von 5,5 bis 7,6 €Cent/kWh. Diese häufig küstenfernen Standorte unterliegen jedoch dem Nachteil einer aufwändigen und teuren Netzanbindung, sowie der Notwendigkeit der Überbrückung der größeren Meerestiefe; Standorte mit einer geringeren Volllaststundenanzahl (3200 h) erzielen Stromgestehungskosten von 7,4 bis 10,3 €Cent/kWh. Damit liegen Offshore-WEA größtenteils über den Stromgestehungskosten für Onshore-WEA, mit Ausnahme von Offshore-Standorten mit sehr hoher Windgeschwindigkeit, an denen Offshore-WEA vergleichbare Stromgestehungskosten mit Onshore-WEA haben. Der Vorteil von Offshore-Anlagen zeichnet sich durch die höhere Volllaststundenzahl sowie durch geringere Lärmbelastung und höhere Akzeptanz in der Bevölkerung aus, wenn Untergrenzen für die Entfernung zur Küste und Umweltschutzauflagen eingehalten werden. Technologiespezifische Risiken führen zu höheren Kapitalkosten sowie Sicherheitsforderungen seitens der Fremdkapitalgeber, woraus immer noch höhere WACC für Offshore-Projekte im Vergleich zu Onshore-Windparks resultieren. Zwar gibt es einen deutlichen Spielraum für Kostensenkungen bei Offshore-WEA. Aufgrund des höheren Aufwands für die Installation und Wartung erscheint die Erreichbarkeit eines mit Onshore-WEA vergleichbaren Niveaus derzeit allerdings schwierig. Jedoch zeigen die letzten Jahre, dass mit der Realisierung von zahlreichen Projekten die Kosten der Projekte schneller sinken als in früheren Studien erwartet. Zum Beispiel haben die neuesten Offshore-Windparks, die in letzter Zeit in Betrieb genommen worden sind oder noch im Bau sind, wie

OWP Arcadis Ost 1, Baltic Eagle, Gode Wind 3 und Borkum Riffgrund 3 alle spezifische Installationskosten von weniger als 4000 €/kW, was deutlich unter den teuersten Projekten liegt, die in der früheren Studien berichtet wurden. Gleichzeitig profitieren Offshore-Anlagen auch davon, dass sie häufig Strom einspeisen können, wenn andere EE-Anlagen gerade keine Erzeugungs-mengen zur Verfügung stellen können. Hieraus wird sich in den kommenden Jahren ein ökonomischer Vorteil herausstellen. Die Sensitivitätsanalyse für Onshore-WEA identifiziert Einsparungen bei der Anlageninvestition als primäres Ziel zukünftiger Kostenreduktionspotentiale. Wie bei der PV reagiert die Sensitivitätsanalyse nicht nur bei den Investitionskosten stark, sondern auch auf die Standortwahl. Darüber hinaus kann auch die Steigerung der Lebensdauer von WEA einen wichtigen Beitrag liefern.

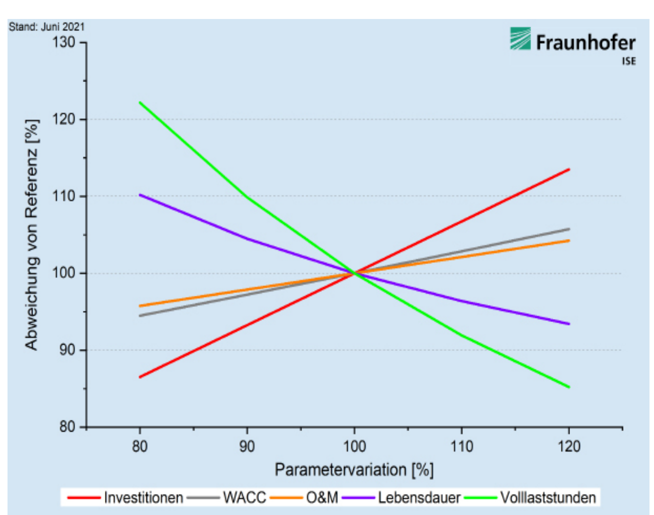


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse Onshore-WEA mit 2500 Volllaststunden, spezifische Investition von 1600 Euro/kW.

Die Sensitivitätsanalyse für Onshore-WEA identifiziert Einsparungen bei der Anlageninvestition als primäres Ziel zukünftiger Kostenreduktionspotentiale. Wie bei der PV reagiert die Sensitivitätsanalyse auf diese Parameter am stärksten. Darüber hinaus kann auch die Senkung der Wartungskosten einen wichtigen Beitrag liefern.

Bioenergieanlagen

Der Markt für Biogasanlagen ist von zahlreichen Höhen und Tiefen geprägt. Während zwischen den Jahren 2016 bis 2020 jährlich etwa 300 MW in Deutschland zugebaut wurden, stagniert die installierte Leistung seit 2021 bei insgesamt 5,9 GW. (Fachverband Biogas 2023). Trotz der Leistungserhöhung der Biogasanlagen in Deutschland lässt sich in den letzten Jahren keine erhebliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten feststellen. Es wird daher keine Lernrate für Biogasanlagen angesetzt. Bei der Nutzung von fester Biomasse zur Stromerzeugung kam es insbesondere nach der Einführung des EEG zu einem dynamischen Wachstum. Die Zahl neu in Betrieb genommener Bioenergieanlagen mit fester Biomasse hat sich jedoch seit dem Jahr 2020 nur sehr geringfügig erhöht (Fraunhofer IEE 2019). Die installierte Leistung biogener Festbrennstoffe zur Stromerzeugung machte Ende 2023 in etwa 1,5 GW aus (AGEE-Stat 2021). Ähnlich wie für Biogasanlagen wird auch für Anlagen mit Verwendung von fester Biomasse keine Lernrate für die Technologie angesetzt. Die Wärmeauskopplung für die Bioenergieanlagen wird mitberechnet und in den Stromgestehungskosten mit einer entsprechenden Wärmegutschrift berücksichtigt.

In Abbildung 14 sind die Stromgestehungskosten von großen Biomasseanlagen mit fester Biomasse und Biogasanlagen (>500 kWel) für unterschiedliche Volllaststunden mit und ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung dargestellt. Um den wachsenden Bedarf an Flexibilität in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem darzustellen, werden die jährlichen Volllaststunden mit Fortschreiten des Anlagenalters gesenkt. Zudem fließen die spezifischen Investitionen mit Werten zwischen 2900 und 5800 EUR/kW für Biogasanlagen sowie 2900 und 5800 EUR/kW für feste Biomasse in die Berechnung ein. Durch die Berücksichtigung der Wärmeauskopplung und somit einer Wärmegutschrift ist eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten zu beobachten. Für Biogasanlagen mit hohen Volllaststunden und niedrigen spezifischen Investitionen ergeben sich unter Berücksichtigung der Wärmeauskopplung, bei einem eigenen Wärmebedarf von 25%, Stromgestehungskosten von 16,5 €Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen ohne Wärmeauskopplung fallen mit 27,9 €Cent/kWh deutlich höher aus. Die Stromgestehungskosten für Biogasanlagen mit niedrigen Volllaststunden und hohen spezifischen Investitionen liegen dabei mit und ohne Wärmeauskopplung bei jeweils 23,3 €Cent/kWh und 34,8 €Cent/kWh. Für Anlagen unter Verwendung fester Bio-

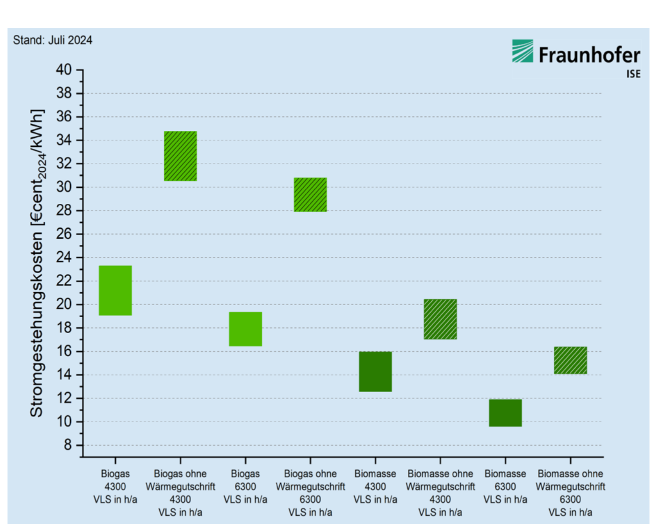


Abbildung 14: Stromgestehungskosten von Biomasse- und Biogaskraftwerken mit und ohne Wärmeauskopplung bei unterschiedlichen Volllaststunden im Jahr 2024.

masse ergeben sich für hohe Volllaststunden und niedrige spezifische Investitionen mit und ohne Wärmeauskopplung Stromgestehungskosten von jeweils 12,6 €Cent/kWh und 17,1 €Cent/kWh. Bei niedrigen Volllaststunden und hohen spezifischen Investitionskosten hingegen ergeben sich mit und ohne Wärmeauskopplung deutlich höhere Stromgestehungskosten von jeweils 16,0 €Cent/kWh und 20,4 €Cent/kWh.

Aus der Sensitivitätsanalyse der Biogasanlagen in Abbildung 15 geht hervor, dass Substratkosten sowie die Volllaststunden einen großen Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. So sinken die Stromgestehungskosten um gut 8,2 €Cent/kWh im Vergleich zum Referenzfall, wenn die Volllaststunden um 20% erhöht werden. Im Vergleich sinken die Stromgestehungskosten um 9,6 €Cent/kWh, wenn die Substratkosten um 20% verringert werden. Daraus lässt sich schließen, dass ein Einsatz von ausschließlich Gülle und landwirtschaftlichen Reststoffen als Substrat die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen weiter senken können. Die Veränderung der Investitionskosten und der Lebensdauer haben eine ähnlich große Auswirkung auf die Stromgestehungskosten. Geringere Auswirkung weisen Veränderungen der Betriebskosten und des WACC auf.

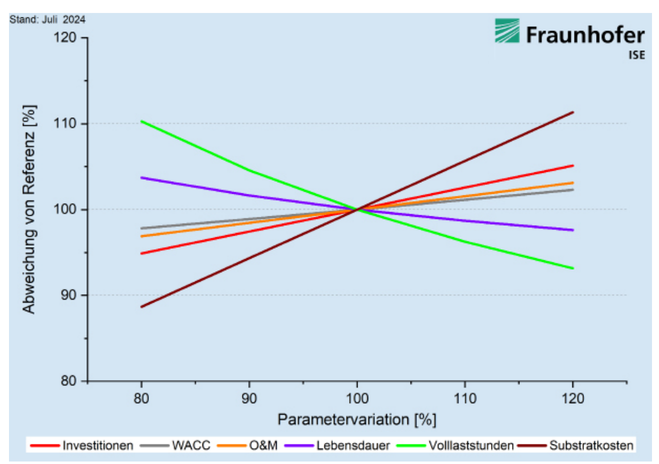


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse für Biogasanlagen mit spezifischer Investition von 4300 Euro/kW und 6000 Volllaststunden/a.

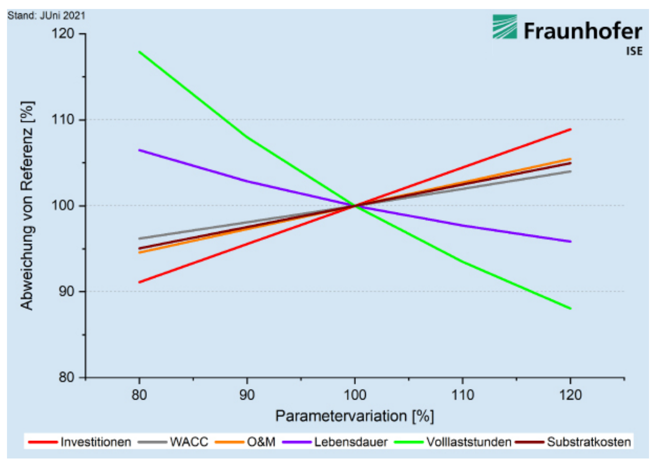


Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse für Biomassekraftwerke mit spezifischer Investition von 4600 Euro/kW und 6000 Volllaststunden/a.

Abbildung 16 zeigt, dass sich bei Bioenergieanlagen mit Verbrennung von fester Biomasse neben den Substratkosten insbesondere die Volllaststunden stark auf die Stromgestehungskosten auswirken. Bei einer Verringerung der Volllaststunden um 20% resultiert eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 1,8 €Cent/kWh. Durch die Variation der Substratkosten ergibt sich ebenfalls ein starker Einfluss, bei einer Reduktion um 20% der Substratkosten steigen die Stromgestehungskosten um 1,4 €Cent/kWh. Investitionskosten und Lebensdauer haben ebenfalls einen Einfluss. Reduziert man die Investitionskosten um 20%, sinken die Stromgestehungskosten um 1,0 €Cent/kWh. Am wenigstens ändern sich die Stromgestehungskosten durch die Variation der Parameter WACC und Betriebskosten.

Konventionelle Kraftwerke

Marktentwicklung und Prognose

Kohlekraftwerke hatten im Jahr 2022 an der weltweit installierten Kraftwerksleistung mit rund 2079 GW einen Anteil von etwa 24,5% (Global Energy Monitor 2024; Statista 2024). Damit wird weltweit die größte Menge an Strom durch Kohlekraftwerke produziert (35,6%) (Ember 2024). Allein China ist für etwa 50% des weltweiten stromgebundenen Kohleverbrauchs verantwortlich. Der zweitgrößte Markt liegt in Indien, gefolgt von den USA (IEA - International Energy Agency). Während im Jahr 2012 die Nettostromerzeugung durch Braunkohle in Deutschland noch bei 30% und die der Steinkohle bei 22% lag (BNetzA 2018), beträgt der Anteil der Braunkohle an der Nettostromerzeugung im Jahr 2023 nur noch 18,0% und der der Steinkohle etwa 7,8%. Die installierte Leistung von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken ist in den letzten Jahren leicht gesunken auf aktuell 18,5 und 18,9 GW (Burger, Bruno 2024). Dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) zufolge wird Deutschland bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen.

Im Jahr 2022 waren weltweit rund 1800 GW an Gaskraftwerkskapazität installiert (Boom and Bust Gas 2022). Gaskraftwerke haben damit nach Kohlekraftwerken global den zweitgrößten Anteil an der Stromproduktion mit 22,5%. Produziert wurde eine Strommenge von 6444 TWh mithilfe der Erdgasverstromung (Ember 2024). Knapp über die Hälfte aller Gaskraftwerke sind in den OECD-Staaten installiert. Die USA haben dabei einen Anteil von 33% der weltweit installierten Kapazität, gefolgt von Europa (12%) und OECD-Asien (4%). In den nicht OECD-Ländern hat Russland, bedingt durch große Gasreserven, mit 5,8% die größte installierte Kapazität an Gaskraftwerken, dicht gefolgt von China mit 5,7% (Ember 2024). Im Jahr 2023

trugen Gaskraftwerke mit einem Anteil von etwa 10,3% zu der deutschen Nettostromerzeugung bei. Seit dem Jahr 2002 hat sich die installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland von 20,3 GW auf 35,99 GW erhöht (Burger, Bruno 2024). Laut Netzentwicklungsplan wird von einer Zunahme der installierten Gaskapazität bis auf 37,8 GW in 2030 ausgegangen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2017).

Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es in Deutschland noch keine energiewirtschaftliche Bereitstellung von Strom durch wasserstoffbetriebene Gasturbinen und Gas-und-Dampfkraftwerke (GuD). Dies soll sich vor dem Hintergrund der vom Bund veranlassten Kraftwerksstrategie bis Ende der 2030er Jahre ändern. Entsprechend der Strategie sollen zunächst bis zu 4 mal 2,5 GW „H_2-ready"-Kapazitäten ausgeschrieben werden, die im Zeitraum 2035 – 2040 schrittweise auf eine vollständige Nutzung von Wasserstoff anstatt Erdgas umgestellt werden (BMWK 2024). Um Wasserstoffkraftwerke wettbewerbsfähig in das bestehende Stromsystem zu integrieren, sollen sie perspektivisch in einem Kapazitätsmarkt eingebettet werden. Außerdem ist das Ziel, sogenannte Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke und Hybrid-Kraftwerkskapazitäten zu installieren. Letzteres Konzept zeichnet sich dadurch aus, dass die gesamte Wasserstoffkette von der variablen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zur Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs entwickelt und getestet wird (BMWK 2024). Die endgültige Fassung der Kraftwerksstrategie soll in Kürze vom Bundeskabinett verabschiedet werden.

Die weltweit installierte Leistung von Kernkraft betrug 2022 ca. 393,4 GW (Nuclear Energy Institute 2024). Die größte Kapazität gibt es in den USA mit 92 Kernkraftwerken (24,1%), gefolgt von Frankreich (15,6%), China (13,3%), Japan (8,1%) und Russland (7,1%). Kernkraftwerke haben aktuell global den viertgrößten Anteil an der Stromproduktion mit 9,2% (Ember, 2024). Die Kraftwerksleistung von Kernkraftwerken stagniert seit 2010. Deutschland hatte im Jahr 2022 eine installierte Kernkraft-Kapazität von 4,1 GW die noch 6,7% zur Nettostromerzeugung beigetragen hat (Burger, Bruno 2024). Zum 15.04.2023 wurden die verbleibenden drei Atomkraftwerke abgeschaltet und damit der in Deutschland geplante Atomausstieg vollzogen.

Preis- und Kostenentwicklung

Die Stromgestehungskosten von fossil betriebenen Kraftwerken sind stark abhängig von den erzielbaren Volllaststunden. Im Jahr 2023 lagen die Volllaststunden von Braunkohle bei durchschnittlich 4366 Stunden. Bei Steinkohle wurden im Jahr 2023 durchschnittlich 2050 Stunden und von erdgasgetriebenen GuD- und Gasturbinensystemen im Schnitt 2241 Stunden erzielt (Burger, Bruno 2024). Die Volllaststunden, die ein Kraftwerk erzielen kann, sind neben technischen Restriktionen auch abhängig von den variablen Grenzkosten des Einzelkraftwerks, da der Einsatz der Kraftwerke am Markt durch die Merit-Order bestimmt wird. Dadurch ist die Entwicklung der Volllaststunden im Wesentlichen abhängig von einer Prognose der Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise, der Entwicklung der erneuerbaren Stromeinspeisung sowie der Zusammensetzung des Kraftwerksparks.

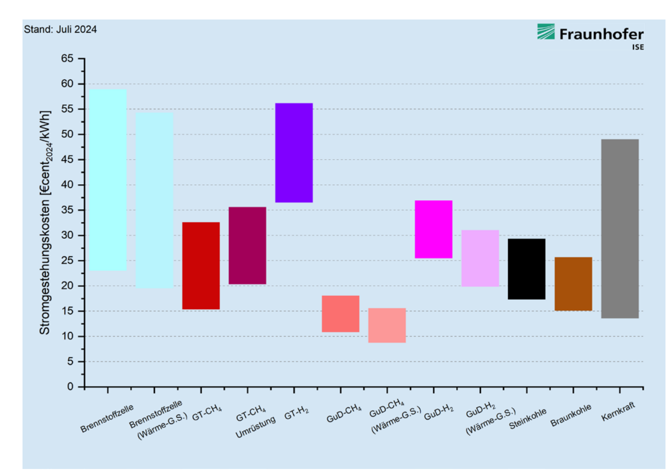


Abbildung 17: Stromgestehungskosten (teil-)flexibler Kraftwerke im Jahr 2024 mit variierenden CO_2-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie spezifischen Investitionen.

Abbildung 17 zeigt die Stromgestehungskosten für das Jahr 2024 von Braunkohle, Steinkohle, Gas- und Dampfkraftwerken sowie Kernkraftwerken und Brennstoffzellen, jeweils für die in den Annahmen hinterlegten Parameter. Bei den Technologien, die eine Wärmeauskopplung technisch und wirtschaftlich ausnutzen können, werden zusätzlich die Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse ausgegeben. Neben dem klassischem Betrieb von Gaskraftwerken mit Erdgas wird auch die ausschließliche Nutzung von Wasserstoff betrachtet und eine während der Laufzeit vorgenommene Umrüstung von Erdgas auf Wasserstoff analysiert. In Abbildung 18 werden die Technologien zudem für unterschiedliche Volllaststunden analysiert, um die gesamte Breite der Einsatzmöglichkeit zu zeigen. In Abbildung 19 werden die Einflüsse von CAPEX und OPEX auf die und die relativen Kostenbestandteile der Stromgestehungskosten untersucht.

Unter den fossil betriebenen Kraftwerken haben neu installierte GuD-Kraftwerke derzeit die niedrigsten Stromgestehungskosten, die zwischen 10,9 und 18,1 €Cent/kWh liegen. Dabei wurden potenzielle Wärmeerlöse noch nicht berücksichtigt. Vorteile der GuD-Kraftwerke sind deren höhere Flexibilität und die im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringen CO_2-Emissionen. Betrachtet man zusätzlich noch die Wärmegutschrift, liegen die Stromgestehungskosten bei GuD-Kraftwerken zwischen 8,8 und 15,6 €Cent/kWh. Die Wärmegutschrift errechnet sich

aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der elektrisch betriebenen GuD-Kraftwerke erzeugten Wärme zur Verfügung. Die theoretischen Stromgestehungskosten von neuen Braunkohlekraftwerken haben eine Bandbreite zwischen 15,1 und 25,7 €Cent/kWh und sind damit teurer als GuD-Kraftwerke. Als klassische Grundlastkraftwerke haben Braunkohlekraftwerke eine sehr geringe Flexibilität der Erzeugung und eignen sich daher nur bedingt zur Flankierung von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromgestehungskosten von potenziell neuen Steinkohlekraftwerken liegen, trotz niedrigerer spezifischer Investition als Braunkohle, mit 17,3 bis 29,3 €Cent/kWh deutlich darüber. Hochflexible Gasturbinen haben mit 15,4 - 32,6 €Cent/kWh zwar ähnliche Stromgestehungskosten, sind jedoch aufgrund ihrer geringen Anschaffungskosten günstiger als Steinkohlekraftwerke bei einer niedrigen Auslastung unter 500 Volllaststunden pro Jahr. Die hohe Differenz zwischen Minimal- und Maximalwert in den Stromgestehungskosten rührt daher, dass eine hohe Bandbreite an möglichen Vollaststunden zwischen 500h und 3000h der Berechnung zugrunde gelegt wird. Es zeigt sich außerdem, dass die Stromgestehungskosten einer im Jahr 2035 auf Wasserstoff umgerüsteten Gasturbine etwas höher im Bereich 20,4 – 35,6 €Cent/kWh liegen. Die Abweichung zu konventionellen über die gesamte Lebensdauer hinweg mit Erdgas betriebenen Kraftwerken lässt sich damit begründen, dass im Jahr 2035 die Umrüstung auf grünen Wasserstoff stattfindet, was mit einer zusätzlichen Investition von 15% der ursprünglichen CAPEX einhergeht. Außerdem sind die hinterlegten Brennstoffkosten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas hoch, auch unter Berücksichtigung von CO_2-Kosten bei Erdgas. Die Stromgestehungskosten von Brennstoffzellen im Jahr 2024 liegen zwischen 23,1 und 59,0 €Cent/kWh. Ausschlaggebend für die große Spreizung sind sowohl die hohen Investitionskosten als auch das zugrunde gelegte Volllaststundenband. In einem Betriebskontext mit hohem Ausnutzungsgrad verringern sich die Gestehungskosten der Brennstoffzelle signifikant. Unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen reduzieren sich die Kosten auf eine Bandbreite zwischen 19,6 und 54,3 €Cent/kWh. Die LCOE für ein im Jahr 2024 neu gebautes Kernkraftwerk lassen sich bei 13,6 – 49,0 €Cent/kWh verorten. Dieses Resultat muss – wie schon erwähnt - vor dem Hintergrund gesehen werden, dass wichtige gesellschaftliche Kostenfaktoren wie die Endlagerung externalisiert und nicht in die Kostenkalkulation miteinbezogen wurden. Außerdem sind die meisten Kernkraftwerke nur eingeschränkt technisch oder wirtschaftlich dazu in der Lage, Flexibilitäten im Stromnetz bereitzustellen, was für die zukünftige Auslegung des Stromsystems eine herausragende Rolle spielen wird. In Abbildung 18 werden die volllaststundenabhängigen Gestehungskosten der Kernkraft den anderen untersuchten Technologien gegenübergestellt.

Zum Vergleich: Während PV-Freiflächenanlagen an Standorten mit Globalstrahlung von 1300 kWh/(m²a) Stromgestehungskosten von 3,12 €Cent/kWh erreichen, liegen diese für Onshore-WEA an Standorten mit 3200 Volllaststunden bei 3,94 €Cent/kWh. Damit liegen die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen und Onshore-WEA deutlich unterhalb der Erzeugungskosten für Strom aus allen konventionellen Kraftwerken. Tatsächlich sind auch die Stromgestehungskosten von kleinen PV-Aufdachanlagen an guten Standorten im Süden und in Mitteldeutschland deutlich günstiger als die Stromgestehungskosten aller anderen (neu zu bauenden) konventionellen Kraftwerke.

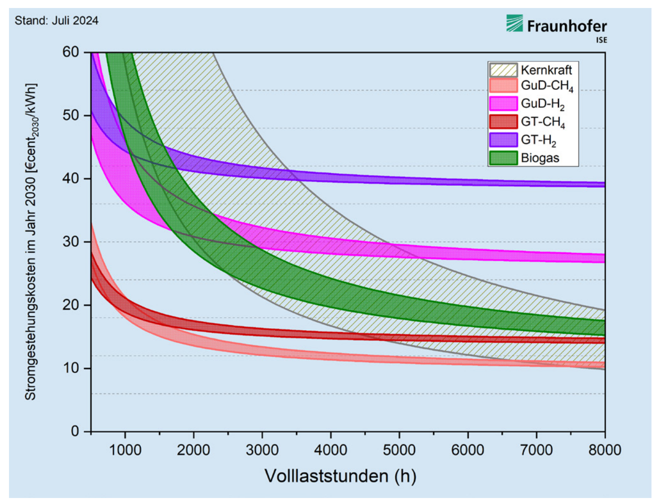


Abbildung 18: Stromgestehungskosten für konventionelle thermische Kraftwerke in Abhängigkeit der Vollaststunden im Installationsjahr 2030.

Da die Gestehungskosten vom Ausnutzungsgrad der Stromerzeugungstechnologien abhängen, wird in Abbildung 18 die Vollaststundenabhängigkeit für das Installationsjahr 2030 dargestellt. Alle Kostenwerte werden wie üblich diskontiert auf das Jahr 2024 berechnet. Es werden alle gesetzten Kostenparameter konstant gehalten, während die Vollaststunden im Intervall 500 – 8000h variabel sind. Die grafische Analyse wird für eine Auswahl an Technologien durchgeführt. Es zeigt sich, dass sich eine deutliche Abgrenzung zwischen hochflexiblen Stromerzeugungstechnologien wie der GuD und Gasturbine und unflexiblen Technologien wie der Kernkraft vornehmen lässt. Die Stromgestehungskosten weisen unterschiedliche Sensitivitäten in Bezug auf eine Variation der Vollaststunden auf, insbesondere im niedrigen Auslastungsbereich lässt sich eine hohe Sensitivität der LCOE für Kernkraft und Biogasverstromung erkennen. Im hohen Auslastungsbereich zeigt sich, dass die erdgasbetriebene GuD unter den thermischen Kraftwerken im Installationsjahr 2030 die geringsten Stromgestehungskosten besitzt.

Abbildung 19 zeigt die Komponenten der Stromgestehungskosten für eine Auswahl regelbarer Kraftwerke, aufgeschlüsselt in fixe und variable Betriebskosten, CO2-Zertifikatskosten und die initialen Investitionskosten. Außerdem wird für jede Technologie die Aufteilung in die einzelnen Kostenbestandteile entsprechend der unteren und oberen Parametergrenzen dargestellt. Alle Anteile an den Gesamtkosten werden so normiert, dass ihre Summe 100% entspricht. Es zeigt sich, dass zwischen den unteren und oberen Parameterwerten ein signifikanter Unterschied bezüglich der anteiligen variablen Betriebskosten an den Gesamtkosten vorliegt. Die variablen Betriebskosten errechnen sich in diesem Fall als Summe aus den umgesetzten Brennstoffkosten und den sonstigen variablen Kosten, welche in Tabelle 2 hinterlegt sind.

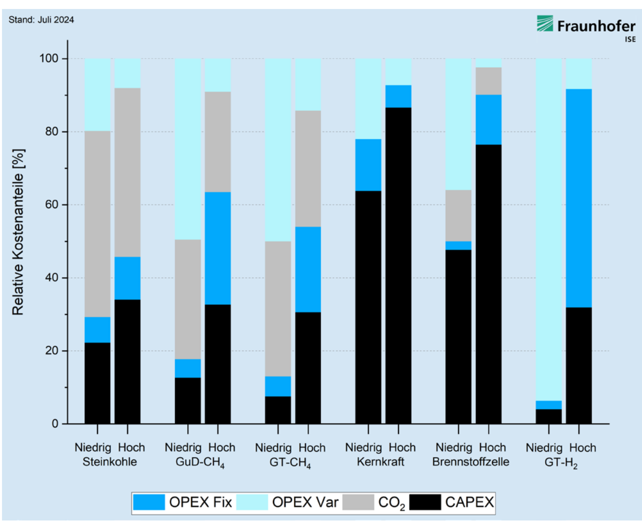


Abbildung 19: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten ausgewählter konventioneller Kraftwerke im Jahr 2024 mit unteren sowie oberen Grenzen

Man erkennt im Fall der GuD- und Gasturbinenkraftwerke, dass für die unteren Parametergrenzen (niedrige Gestehungskosten) der größte Kostenblock von den variablen Betriebskosten eingenommen wird. Die Wasserstoffgasturbinen weisen dabei aufgrund der aktuell hohen Kosten für Wasserstoff die mit Abstand größten variablen OPEX auf. Die Kosten für CO_2-Zertifikate stellen sich dem gegenüber für das Jahr 2024 noch als geringer Kostenanteil dar. Bei der Steinkohle fallen die Kosten für CO_2-Zertifikate mit etwa der Hälfte an den Gesamtkosten stärker ins Gewicht. Auffällig ist zudem, dass bei der Kernkraft und der Brennstoffzelle die initialen Investitionskosten den größten Kostenblock darstellen. Insgesamt zeichnet sich in der Gegenüberstellung ein deutliches Bild investitionsintensiver Technologien mit einem hohen Bedarf an Volllaststunden und flexiblen Technologien, die sich in der Regel durch geringe CAPEX, aber hohe variable Betriebskosten auszeichnen. Während die Kernkraft im europäischen Kontext aufgrund sinkender Volllaststunden perspektivisch gesehen eine geringere Wirtschaftlichkeit aufweisen wird, ist von einer Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Brennstoffzelle und Wasserstoff-Gasturbine auszugehen. Beide Technologien weisen großes Potential für Kostenreduktionen durch Skaleneffekte auf, die zum einen mit der technologischen Weiterentwicklung, zum anderen aber auch mit dem Ausbau der nötigen Infrastruktur und einem sinkenden Energieträgerpreis von Wasserstoff zusammenhängen.

Ohne Berücksichtigung der CAPEX wird deutlich, dass die Betriebskosten von konventionellen Kraftwerken in Deutschland bereits teurer sind als PV-Groß- und Freiflächenanlagen sowie Onshore WEA an guten Standorten. Die Betriebskosten von Stein- und Braunkohlekraftwerken sind sogar deutlich höher als die Stromgestehungskosten von neu errichteten PV-Freiflächenanlagen und auch Offshore WEA.

In Zukunft werden, bedingt durch einen höheren Anteil von erneuerbar erzeugtem Strom, den zu erwartenden Kohleausstieg sowie voraussichtliche Ausstieg aus dem fossilen Erdgas, die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke stark absinken. Bei den konventionellen Kraftwerken zeigt sich hierdurch ein gegenläufiger Trend zu den erneuerbaren Technologien: Die Kosten werden zukünftig steigen. Einerseits ist dieser Trend auf steigende CO_2-Zertifikatspreise zurückzuführen, andererseits dem zu erwartenden, deutlich geringeren Ausnutzungsgrad geschuldet. Es ist davon auszugehen, dass nicht unbedingt die günstige konventionelle Erzeugungsform am Markt bestehen wird, sondern diejenige, die eine hohe Flexibilität in Bezug auf Anfahr- und Abfahrvariabilität aufweisen kann, also vorzugsweise Kraftwerke basierend auf Erdgas und Wasserstoff.

5. ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BIS 2045 IN DEUTSCHLAND

Für die erneuerbaren Technologien können Kostenprognosen anhand von historisch beobachteten Lernkurven beschrieben werden, deren zeitlicher Fortschritt auf den unterschiedlichen Marktprognosen für den Zeitraum bis 2045 aufbaut. Für die Photovoltaik- und Windtechnologie konnte in den vergangenen 20 Jahren jeweils eine durchschnittliche Lernrate (LR) bzw. Progress Ratio (PR = 1 - Lernrate) beschrieben werden. Die Investitionen pro Watt von PV-Modulen sanken in der Vergangenheit mit einer LR von 25 %. Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten von PV-Systemen wird mit einer LR von 15 % gerechnet. Im Vergleich dazu werden für Onshore-WEA eine Lernrate von 5% und 7% für Offshore-WEA angesetzt (Tsiropoulos et al. 2018), was einer Progress Ratio von 95% bzw. 93% entspricht (bei Onshore-Windenergie wird jedoch gleichzeitig eine Erhöhung der Strommenge (Volllaststunden) über die Zeit angenommen). Für Batteriespeicher liegen aufgrund der kleinen Marktgröße und unterschiedlichen Verwendungsmöglichkeiten für Batteriesysteme bisher keine verlässlichen Daten zur LR vor. Es wurden daher Annahmen für die Preisreduktion bis zu den Jahren 2035 und 2045 getroffen (siehe Tabelle 8).

Die Modellierung der Stromgestehungskosten zeigt eine unterschiedliche Entwicklungsdynamik für die einzelnen Technologien, abhängig von den oben diskutierten Parametern, Finanzierungsbedingungen (WACC), Marktreife und -entwicklung der Technologien (LR), aktuellen spezifischen Investitionen (EUR/kW) und Standortbedingungen.

Fast alle heute neuinstallierten PV-Anlagen in Deutschland können Strom für unter 14 €Cent/kWh erzeugen. Bei einer jährlichen Einstrahlung (GHI) von 950 kWh/(m²a) fallen die Kosten selbst für kleinere Aufdachanlagen bis 2024 unter die Marke von 14,5 €Cent/kWh bzw. unter 13,4 €Cent/kWh bis 2027. Größere Freiflächenanlagen erzeugen bei einer jährlichen Einstrahlung von 1300 kWh/(m²a) ihren Strom schon heute für 5,0 €Cent/kWh. Im Jahr 2045 liegen die Stromgestehungskosten zwischen 4,9 und 10,4 €Cent/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen und zwischen 3,0 und 5,0 €Cent/kWh bei Freiflächenanlagen. Große PV-Dachanlagen in Deutschland erzeugen in 2045 Strom zu Gestehungskosten zwischen 4,3 und 8,7 €Cent/kWh. Die Anlagenpreise für PV sinken bis 2045 bei Freiflächenanlagen auf 457 bis 588 EUR/kW und bei Kleinanlagen auf bis zu 653 bis 1306 EUR/kW. Die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme können sich bis zum Jahr 2045 bis zu ca. 30% reduzieren. Zu berücksichtigen ist, dass diese Werte für ein gleichbleibendes Verhältnis von PV-Anlagenleistung zu Batteriespeicherkapazität berechnet wurden. Mit sinkenden Batteriespeicherpreisen könnte sich das Verhältnis allerdings noch zu größeren Batteriekapazitäten verschieben. Bei gleichbleibendem Verhältnis können sich die Stromgestehungskosten für PV-Batteriesysteme bis 2045 auf 6,6 bis 19,1 €Cent/kWh für Kleinanlagen, 5,6 - 14,0 €Cent/kWh für große Aufdachanlagen und 4,3 bis 9,0 €Cent/kWh für Freiflächenanlagen verringern.

Je nach Windstandort werden bei Onshore-Windenergieanlagen vergleichbare Preise wie für PV-Kraftwerke an guten Standorten erreicht. Von derzeitigen Stromgestehungskosten zwischen

CAPEX [EUR/kWh]	2024 niedrig	2024 hoch	2035 niedrig	2035 hoch	2045 niedrig	2045 hoch
Batteriespeicher für PV-Kleinanlagen (<= 30 kW_p, 1:1)	500	1000	288	840	180	700
Batteriespeicher für PV-Dach-Großanlagen (30 kW_p – 1 MW_p, 2:1)	450	800	270	675	150	580
Batteriespeicher für PV-Freiflächenanlagen (ab 1 MW_p, 3:2)	400	600	225	473	130	400

Tabelle 8: Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten von PV-Batteriesystemen in 2035 und 2045. Gezeigt ist der Batteriespeicherpreis in €/kWh Nutzkapazität, inklusive Installation und ohne MWSt.

4,3 und 9,2 €Cent/kWh sinken die Kosten langfristig auf 3,7 und 7,9 €Cent/kWh.

Abbildung 20 veranschaulicht die projizierten Stromgestehungskosten für Erzeugungstechnologien, deren künftige Integration in den europäischen Strommarkt und die physische Strombedarfsdeckung zu erwarten ist. Die dargestellten Kostenbänder für die LCOE beziehen sich auf das Installationsjahr 2030.

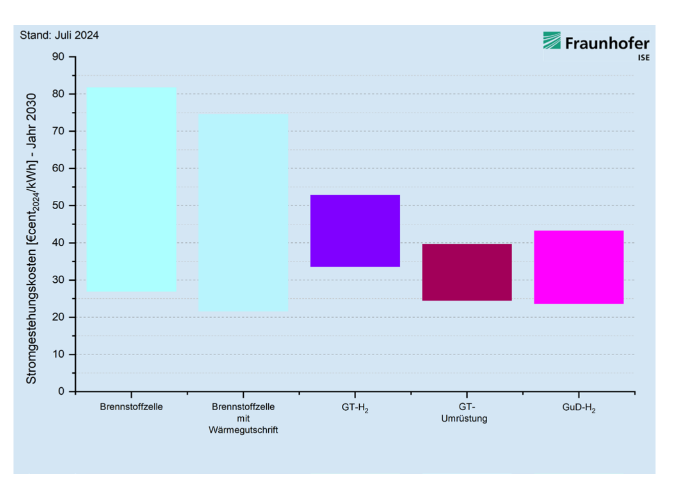


Abbildung 20: Stromgestehungskosten für neue thermische Kraftwerkstechnologien in Deutschland im Installationsjahr 2030. Spezifische Gestehungskosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt.

Die obige Abbildung zeigt, dass die wasserstoffbetriebene GuD (23,6 – 43,3 €Cent/kWh) und die im Jahr 2035 umgewidmete Gasturbine (24,5 – 39,7 €Cent/kWh) im direkten Vergleich die geringsten Stromgestehungskosten besitzen. Die wasserstoffbetriebene Gasturbine weist im Vergleich zur H2-GuD eine geringere Effizienz auf, was im betrachteten Vollaststundenband höhere Stromgestehungskosten von 33,6 – 52,9 €Cent/kWh zur Folge hat. Diese gleichen sich jedoch in einem hochflexiblen Betriebsszenario mit geringen Vollaststunden einander an. Die LCOE der auf grünen Wasserstoff umgewidmeten Gasturbinen verdeutlichen, dass eine Gasturbine, die im Jahr 2030 neu gebaut wird und im Jahr 2035 umgestellt wird, leicht erhöhte LCOE gegenüber einer konventionellen Gasturbine hat. Eine Umstellung auf Wasserstoff in 2035 hat der durchgeführten Analyse zufolge nur einen eingeschränkten Einfluss auf die langfristige Betriebswirtschaftlichkeit der Gasturbinen. Diese Aussage gilt unter der hier angewendeten Voraussetzung, dass alle Kosten auf eine technische Lebensdauer von 30 Jahren umgelegt werden und zusätzliche Investitionen zwecks einer technischen Umwidmung etwa 15% der initialen CAPEX (ca. 90 €/kW) nicht übersteigen. Die LCOE der Brennstoffzelle (26,9 – 81,8 €Cent/kWh) weisen bedingt durch das große Intervall an möglichen Investitionskosten und Vollaststunden die größte Spreizung auf. Aufgrund der anteilig hohen CAPEX an den Gesamtkosten ist eine Betriebsweise mit hohen Vollaststunden für die Brennstoffzelle am wirtschaftlichsten. Durch die zusätzliche Vermarktung von Wärmeerlösen ist eine Reduktion der LCOE auf einen Kostenbereich zwischen 21,6 und 74,6 €Cent/kWh möglich.

Abbildung 21 veranschaulicht die im betrachteten Zeithorizont bis 2045 auftretende Kostendynamik der Stromgestehungskosten für bestimmte Technologien. Während für Biogas- beziehungsweise Biomasseverstromung, PV und Windkraftanlagen durchgehende Kostenbänder abgebildet werden, werden alle weiteren Erzeugungstechnologien exemplarisch für die Jahre 2024, 2035 und 2045 ausgewertet. Die Biomasse- und Biogasverstromung wird in der folgenden Abbildung zu Bioenergie zusammengefasst. Da die Obergrenze der Stromgestehungskosten von Biogas systematisch höher ausfällt als die Obergrenze der Biomasseverstromung und die Biomasse über alle Jahre hinweg eine geringere Untergrenze aufweist, bestimmt Biogas die obere Grenze und Biomasse die untere Grenze des LCOE-Kostenbandes. Aufgrund der steigenden CO_2-Zertifikatspreise werden die Stromgestehungskosten für erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke im Jahr 2045 zwischen 14,1 und 40,5 €Cent/kWh prognostiziert. Es ist davon auszugehen, dass sich die Stromgestehungskosten der GuD-Kraftwerke vor allem bedingt durch steigende CO_2-Zertifikatspreise deutlich erhöhen, je nach Preisannahme für die Zertifikate und den unterstellten Volllaststunden ergibt sich eine stark variierende Kostenprojektion. Erdgas-Gasturbinen weisen im Jahr 2045 ebenfalls höhere Stromgestehungskosten zwischen 18,6 und 40,5 €Cent/kWh auf. Die Gestehungskosten für den Strom wasserstoffbasierter Gaskraftwerke sinken über den betrachteten Zeithorizont kontinuierlich ab und liegen im Jahr 2045 zwischen 27,0 und 46,3 €Cent/kWh. Im Fall der Brennstoffzellen ergibt sich eine Erhöhung der LCOE bis in das Jahr 2035, in dem die Umstellung auf Wasserstoff stattfindet. Dies hängt damit zusammen, dass bis zum Jahr 2035 Erdgas als Brennstoff genutzt wird, welcher aufgrund der CO_2-Bepreisung zu steigenden variablen Kosten führt. Betriebswirtschaftlich gesehen wird bei der Brennstoffzelle die Umstellung auf Wasserstoff von Energieträgerpreisen, Zertifikatspreisen und sonstigen Förderregimen abhängen und kann durchaus von dem in dieser Studie angesetzten Jahr abweichen. Die mittleren LCOE der Wasserstoff-GuD steigen über den untersuchten Zeithorizont hinweg an, wobei die Breite des Kostenbandes mit dem Jahresverlauf zunehmen. Der kostensenkende Effekt der Brennstoffpreisreduktion wird durch eine sinkende Zahl an Volllaststunden kompensiert. Eine höhere Anzahl an Volllaststunden bewirkt im Fall der Wasserstoff-GuD eine signifikante Senkung der Stromgestehungskosten, so dass bei wärmegeführten und gegebenenfalls durch Wärmegutschriften unterstützte Anlagen Gestehungskosten im Bereich von 14,5 bis 51,1 €Cent/kWh im Jahr 2045 als realistisch anzusehen sind.

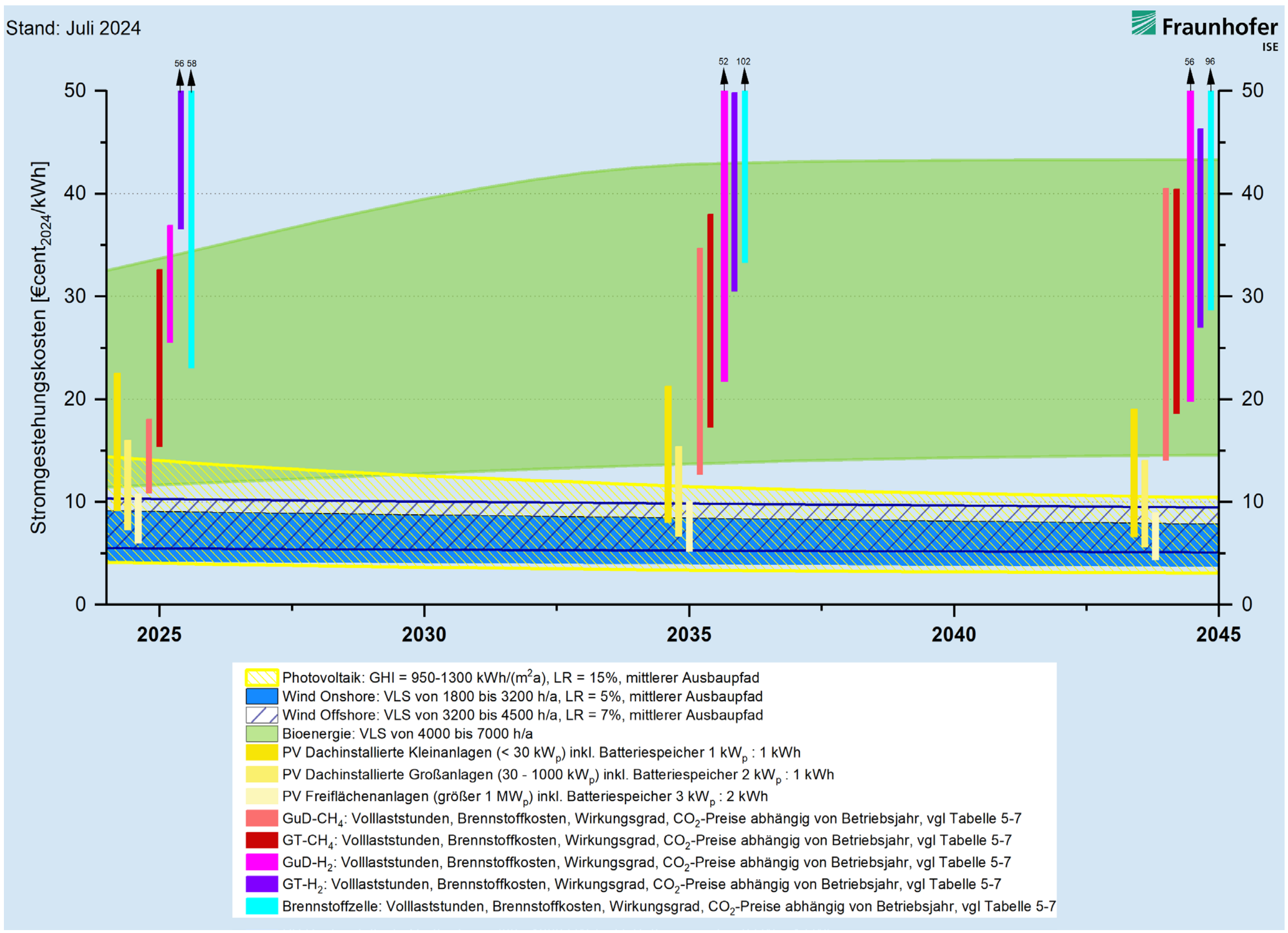


Abbildung 21: Entwicklung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien sowie ausgewählte thermische Kraftwerke in Deutschland bis 2045.

Bei Offshore-WEA dagegen sind durch eine höhere Lernrate etwas größere Kostenreduktionspotentiale vorhanden. Dies kann die Stromgestehungskosten von den deutlich höheren Werten bis 2045 spürbar senken. Die Reduktion der Stromgestehungskosten wird von heutigen Werten zwischen 5,5 und 10,3 €Cent/kWh auf dann gut 5,1 bis 9,4 €Cent/kWh in 2045 erwartet. Die Anlagenpreise liegen dann zwischen 1968 und 3042 EUR/kW. Für Bioenergieanlagen ändern sich die Stromgestehungskosten und liegen 2045 im Bereich 14,6 bis 43,3 €Cent/kWh. Hierbei sind insbesondere die Verfügbarkeit, die Wärmeauskopplung und die Brennstoffkosten des Substrats entscheidend für die zukünftige Entwicklung der Stromgestehungskosten. Langfristig besitzen PV-Anlagen an strahlungsintensiven Standorten und WEA an windreichen Onshore-Standorten die niedrigsten Stromgestehungskosten. Beide Technologien können die Stromgestehungskosten fossiler Anlagen bis 2045 deutlich unterbieten. Die Technologie- und Kostenentwicklungen der letzten Jahre haben die Wettbewerbsfähigkeit von WEA und PV deutlich verbessert. Insbesondere bei der PV konnten so starke Kostensenkungen realisiert werden, dass sie inzwischen mit Onshore-Windenergie eine der günstigsten Erzeugungstechnologien (in Bezug auf neue gebaute Kraftwerke) in Deutschland ist. Bei WEA tragen neben der Kostensenkung der Anlagekosten die steigenden Volllaststunden infolge größerer Anlagedimensionen bedeutend zu den niedrigen Stromgestehungskosten bei. Die Analyse der Stromgestehungskosten 2024 zeigt, dass sich die in den letzten Versionen dieser Studie (2010, 2012, 2013, 2018, 2021) präsentierten Entwicklungen für PV trotz des starken Marktwachstums und erheblichen Preissenkungen für PV-Anlagen aufgrund der hohen Inflation nun verändert haben. Die Technologie als auch Finanzierungskosten sind weiterhin deutlich günstiger geworden.

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien mit den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke zeigt deutliche Unterschiede (siehe Abbildung 22). Hierbei werden die Betriebskosten bestehender Braunkohlekraftwerke und GuD-Kraftwerke (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke, mit und ohne Wärmeausspeisung) den Stromgestehungskosten neuer Onshore-Windkraftanlagen, kleiner PV-Dachanlagen und großer PV-Freiflächenanlagen gegenübergestellt. Die Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke setzen sich aus den variablen Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie den Kosten für CO_2- Zertifikatspreise zusammen.

Im Jahr 2024 liegen die Stromgestehungskosten großskaliger erneuerbarer Energieanlagen, insbesondere Onshore-Windkraftanlagen und PV-Freiflächenanlagen, deutlich unter den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung. Onshore-Windkraftanlagen und große PV-Freiflächenanlagen weisen die geringsten Kosten auf, während kleine PV-Dachanlagen etwas höhere, aber immer noch vergleichsweise niedrige Kosten haben. Braunkohlekraftwerke haben Betriebskosten von über 11 €Cent/kWh, GuD-Kraftwerke liegen über 10 €Cent/kWh, und selbst GuD-Kraftwerke mit Wärmeausspeisung erreichen Betriebskosten zwischen 6,5 und 8,6 €Cent/kWh. Die Betriebskosten der Wasserstoff-Gasturbinen sind im Bereich 35,1 – 38,3 €Cent/kWh mit Abstand am größten. Dies lässt sich direkt auf die hohen Brennstoffkosten zurückführen.

Im Jahr 2035 bleiben die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien niedrig, während die Betriebskosten konventioneller Kraftwerke steigen. Braunkohlekraftwerke kosten über 17 €Cent/kWh, GuD-Kraftwerke weiterhin über 11 €Cent/kWh, und GuD-Kraftwerke mit Wärmeausspeisung liegen im Schnitt bei über 9 €Cent/kWh. Erkennbar ist außerdem eine Vergrößerung der Kostenbänder bei allen drei fossilen Erzeugungstechnologien. Dies hängt in erster Linie mit der Spreizung der hinterlegten CO_2-Zertifikatekosten und den Vollaststundenintervallen zusammen, die als Parameter in die Berechnung der Betriebskosten eingehen. Wasserstoff-Gasturbinen weisen weiterhin die mit Abstand höchsten Betriebskosten oberhalb von 26 €Cent/kWh auf. Im Gegensatz dazu sinken die Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen unter 10 €Cent/kWh.

Bis zum Jahr 2045 steigen die Betriebskosten konventioneller Kraftwerke weiter an, während die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien niedrig bleiben. Die Kosten für Braunkohlekraftwerke überschreiten aufgrund steigernder CO_2-Bepreisung 22 €Cent/kWh. Die Betriebskosten von GuD-Kraftwerken liegen über 12 €Cent/kWh und GuD-Kraftwerke mit Wärmeausspeisung über 9 €Cent/kWh. Die Stromgestehungskosten von Onshore-Windkraftanlagen und PV-Anlagen stabilisieren sich hingegen im Bereich zwischen 5 und 10 €Cent/kWh.

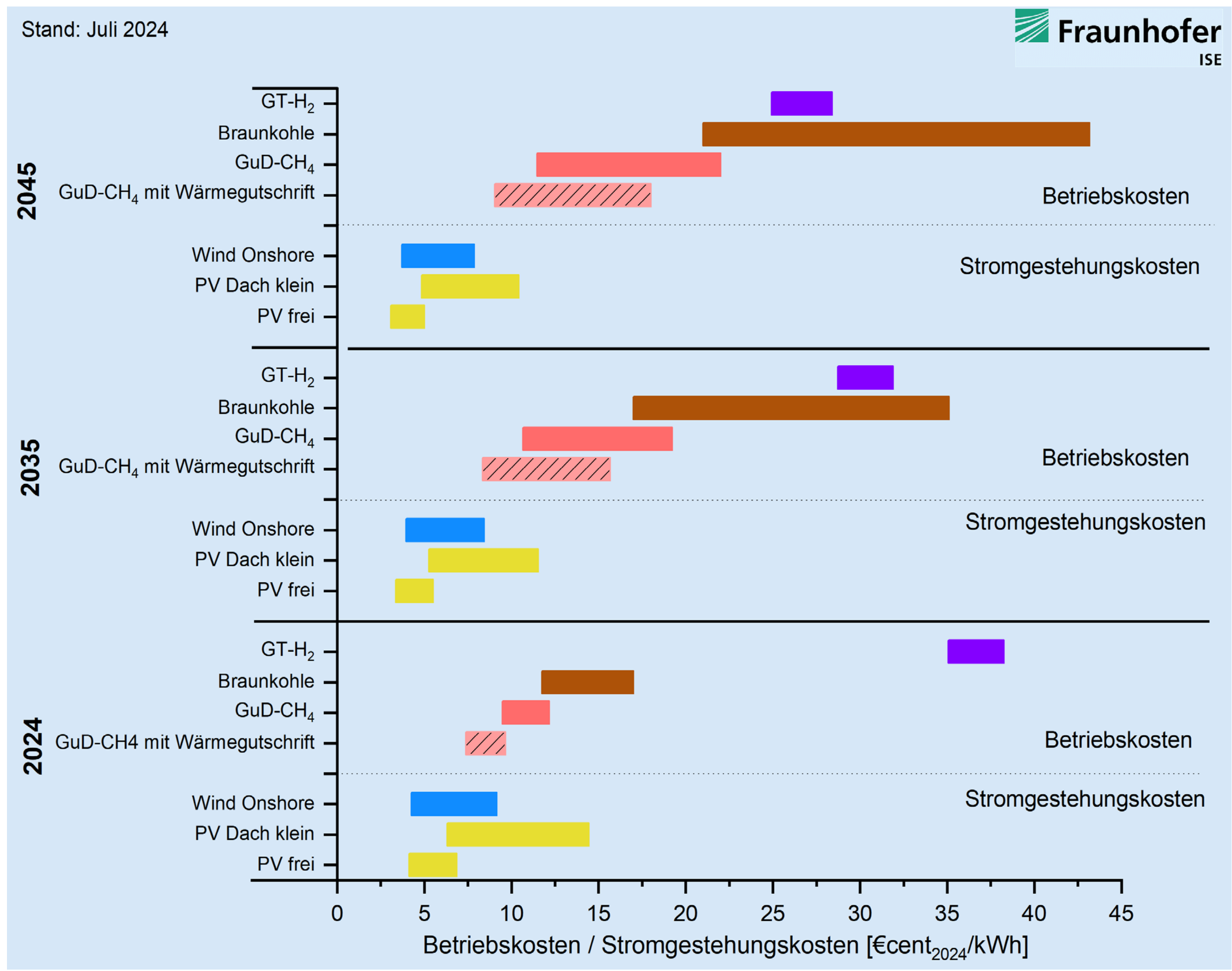


Abbildung 22: Vergleich der Stromgestehungskosten von neuinstallierten PV und Onshore-WEA Anlagen sowei der Betriebskosten von bestehenden Braunkohle- und GuD-Kraftwerken.

Zusammenfassend zeigen die Daten, dass Erneuerbare Energien, insbesondere große PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen, bereits im Jahr 2024 kostengünstiger sind als konventionelle Kraftwerke. Diese Kostenvorteile setzen sich bis 2045 fort und werden durch die steigenden Betriebskosten konventioneller Kraftwerke, insbesondere durch höhere CO_2-Preise, weiter verstärkt. Im Jahr 2045 ist davon auszugehen, dass im angenommenen Volllaststundenbereich die Betriebskosten von wasserstoffbetriebenen Gasturbinen im Mittel niedriger als die der Braunkohle sein werden.

Mit den in dieser Studie geschätzten Kosten entsprechen die Stromerzeugungskosten für PV-Freiflächenanlagen langfristig in Deutschland Werte zwischen 5 und 10 €Cent/kWh, Windkraftwerke unter 10 €Cent/kWh. Diese Werte liegen nicht wesentlich über den Werten, für die Strom aus PV und WEA in Regionen mit noch besseren Solar- und Windbedingungen erzeugt werden kann.

Sensitivitätsanalysen der verwendeten Lernkurven für PV und Wind

In einer Sensitivitätsanalyse können die Parameter spezifische Investition, Betriebsdauer, gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC), Volllaststunden und Betriebskosten hinsichtlich ihres Einflusses auf die Stromgestehungskosten untersucht werden.

Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen für eine unterschiedliche Kombination von Lernrate und Marktszenarien (siehe Tabelle 12 und Tabelle 13) die Bandbreite der Stromgestehungskosten für PV-Kleinanlagen und Onshore WEA in Deutschland. Ausgehend von heute niedrigen Kosten zeigen die Werte Schwankungen bis 12 % abhängig von den verwendeten Parametern. Dies drückt die Unsicherheit des Lernkurvenmodells für unterschiedliche Inputparameter aus. Gleichzeitig spiegelt es eine potenzielle Bandbreite für die Kostenentwicklung der einzelnen Technologien wider.

Für kleine PV-Systeme an Standorten mit einer GHI von 1300 kWh/m^{2}a können im Jahr 2045 Stromgestehungskosten zwischen 4,5 €Cent/kWh und 5,3 €Cent/kWh identifiziert werden. Für Onshore-Windenergie sind aufgrund der geringen aktuellen Stromgestehungskosten nur geringfügige zukünftige Kostensenkungen zu erwarten (3,7 bis 3,8 €Cent/kWh).

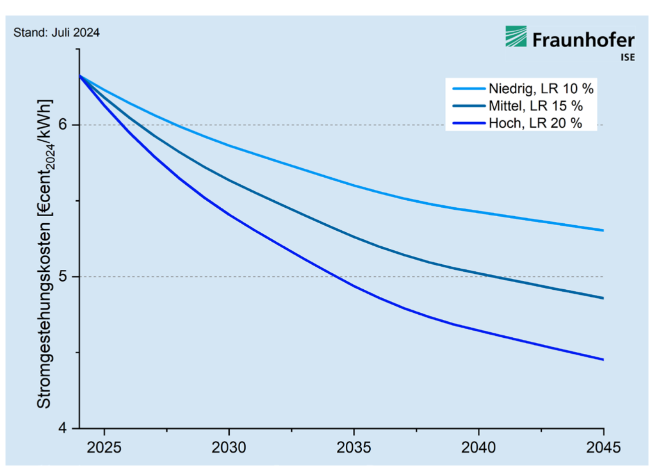


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von PV-Kleinanlagen, Investitionskosten in 2024 = 1000 EUR/kW, GHI=1300 kWh/(m^{2}a).

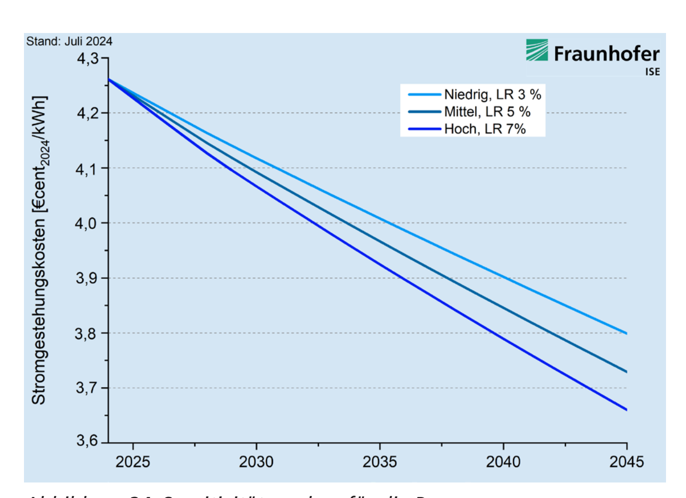


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse für die Prognose von Stromgestehungskosten von Onshore-WEA, Investitionskosten in 2024 betragen 1300 EUR/kWh, VLS steigen von 3200 h/a in 2024 auf 3553 h/a im Jahr 2045.

6. STROMGESTEHUNGSKOSTEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN IN REGIONEN MIT HOHER EINSTRAHLUNG UND GUTEN WINDGESCHWINDIGKEITEN

In diesem Kapitel werden die Technologien Photovoltaik (PV) für Regionen mit höherer Einstrahlung sowie Windkraftanlagen an Standorten mit höheren Volllaststunden als in Deutschland analysiert.
Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von PV wurden drei Standorte angenommen mit einer Globalstrahlung (GHI) von 1450 kWh/(m²a), 1800 kWh/(m²a)) und 2000 kWh/(m²a).

Für Windkraftanlagen wurden Standorte mit sehr guten Windbedingungen genutzt. Diese Standorte sind entweder bei Onshore-Windkraft in Küstennähe von Atlantik oder Nordsee in Europa mit 3000 bis 4000 Volllaststunden anzutreffen. Bei Offshore-Windkraft können teilweise in Europa in Seegebieten mit sehr starken Winden in der Nordsee und Atlantik um Großbritannien Volllaststunden von 4000 bis 5000 erreicht werden.

PV-Anlagen	Globalstrahlung [kWh/(m²a)]	Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel [kWh/(m²a)]	Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]
Südfrankreich	1450	1670	1380
Südspanien	1800	2070	1680
MENA	2000	2300	1790
Windkraftanlagen	**Windgeschwindigkeit [m/s]**	**Volllaststunden [h]**	**Stromerzeugung pro 1 kW [kWh/a]**
Wind-Onshore	7,5 - 9,5	3000 - 4000	3000 - 4000
Wind-Offshore	9,5 - 11	4000 - 5000	4000 - 5000

Tabelle 9: Jahreserträge an typischen Standorten von PV (Quelle: Fraunhofer ISE).

Zur Berechnung wurden die folgenden Annahmen für die Technologien getroffen.

	PV Dachanlagen (< 30 kW_p)	PV Freifläche (ab 1000 kW_p)	Wind Onshore	Wind Offshore
Lebensdauer in Jahren	30	30	25	25
Anteil Fremdkapital [%]	80	80	70	70
Anteil Eigenkapital [%]	20	20	30	30
Zinssatz Fremdkapital [%]	7,0	7,0	8,5	6,5
Rendite Eigenkapital [%]	7,0	8,5	10,0	10,0
WACC nominal [%]	7,0	7,3	9,0	7,6
WACC real [%]	5,1	5,4	7,0	5,4
OPEX fix [EUR/kW]	26	13,3	39	70
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0,008	0,008
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0,0025	0,0025	0	0

Tabelle 10: Inputparameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Regionen mit hoher Einstrahlung

Kleine PV-Dachanlagen besitzen an Standorten mit hoher Einstrahlung (GHI von 2000 kWh/(m²a)) niedrigere Stromgestehungskosten zwischen 5,3 bis 11,8 €Cent/kWh. Freiflächen-Anlagen haben an solchen Standorten Stromgestehungskosten zwischen 3,5 und 5,4 €Cent/kWh.
Für Onshore-WEA an guten Windstandorten wie im Nordosten Großbritanniens können Stromgestehungskosten von 4,3 bis 7,7 €Cent/kWh erreicht werden, was höher als PV in den MENA-Regionen mit hoher Einstrahlung. Die Kosten für Offshore liegen etwas höher zwischen 5,4 und 9,1 €Cent/kWh in der Nordsee an der schottischen Küste.

Prognose der Stromgestehungskosten bis 2045 für erneuerbare Energien bei hoher Solarstrahlung und guten Windgeschwindigkeiten

Die Projektion der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2045 wird ebenfalls für die Technologien PV und WEA an Standorten mit hoher Solarstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit durchgeführt. Für PV und WEA werden ähnliche Lernraten wie in Kapitel 5 verwendet. Bis 2045 können die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA auf Werte zwischen 3,5 und

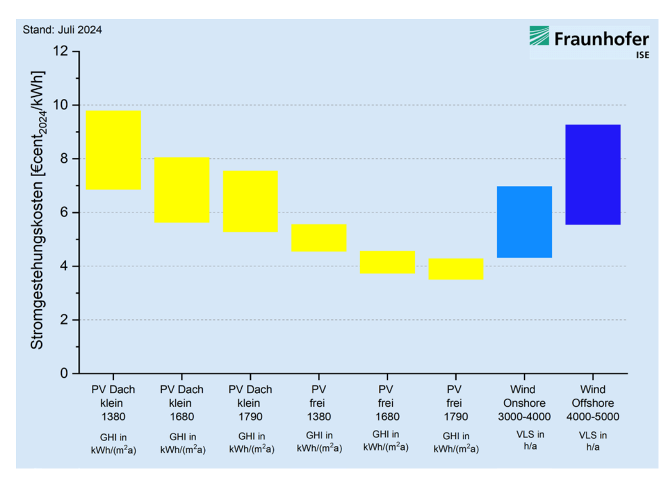


Abbildung 25: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung und guten Windgeschwindigkeiten im Jahr 2024.

5,7 €Cent/kWh sinken (siehe Abbildung 25). Bei Offshore-WEA liegen die Stromgestehungskosten in 2045 zwischen 5,0 und 8,3 €Cent/kWh. Für PV können die Stromgestehungskosten an Standorten mit guter Sonneneinstrahlung in der MENA-Region 4,0 bis 8,4 €Cent/kWh für kleine Aufdachanlagen und weniger als 3,9 €Cent/kWh für PV-Freiflächenanlagen betragen.

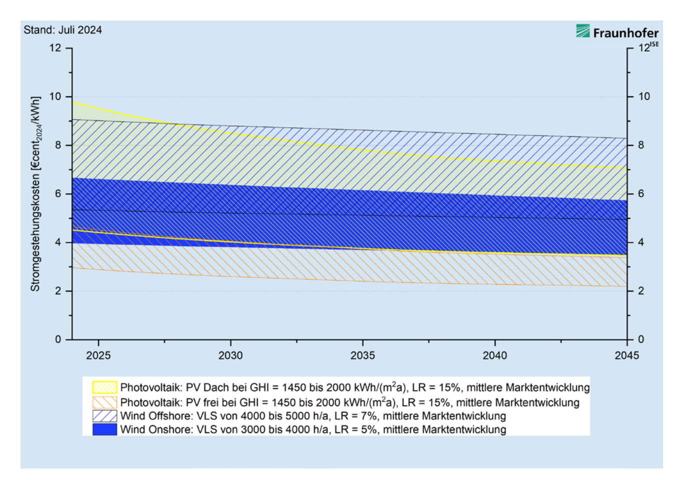


Abbildung 26: Entwicklung der Stromgestehungskosten für WEA und PV-Anlagen an Standorten mit hoher Windgeschwindigkeit (m/s) und Solarstrahlung kWh/(m²a).

7. EXKURS: STRUKTURAUSWERTUNG VON ZUGEBAUTEN PV-ANLAGEN

Alle an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen Stromerzeugungseinheiten in Deutschland müssen seit Januar 2021 in das Markstammdatenregister (MaStR) eingetragen sein. Dies gilt auch für die stetig wachsende Zahl von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern in Deutschland. Neben den Stammdaten, die schon in den EEG-Stammdaten erfasst wurden, wie Leistung und Standort von PV-Anlagen, werden im MaStR nun auch zusätzliche Informationen über die PV-Anlagen, wie zum Beispiel die Ausrichtung, Neigung, Nutzung von Stromspeichern und Leistungsbegrenzung sowie Detailinformationen zu Batteriespeichern erfasst. Die verfügbaren Informationen wertet das Fraunhofer ISE in regelmäßigen Abständen aus und macht relevante Ergebnisse für die Öffentlichkeit verfügbar. Weiterführende Auswertungen sind möglich und können beim Fraunhofer ISE angefragt werden. Im Folgenden werden zwei beispielhafte Auswertungen dargestellt, die auf Basis der im MaStR verfügbaren Daten erstellt wurden.

Bei der Anlagenklasse der Gebäude 10 bis 20 kW ist im Jahr 2021 ein sprunghafter Anstieg zu beobachten. Mit 3% im Jahr

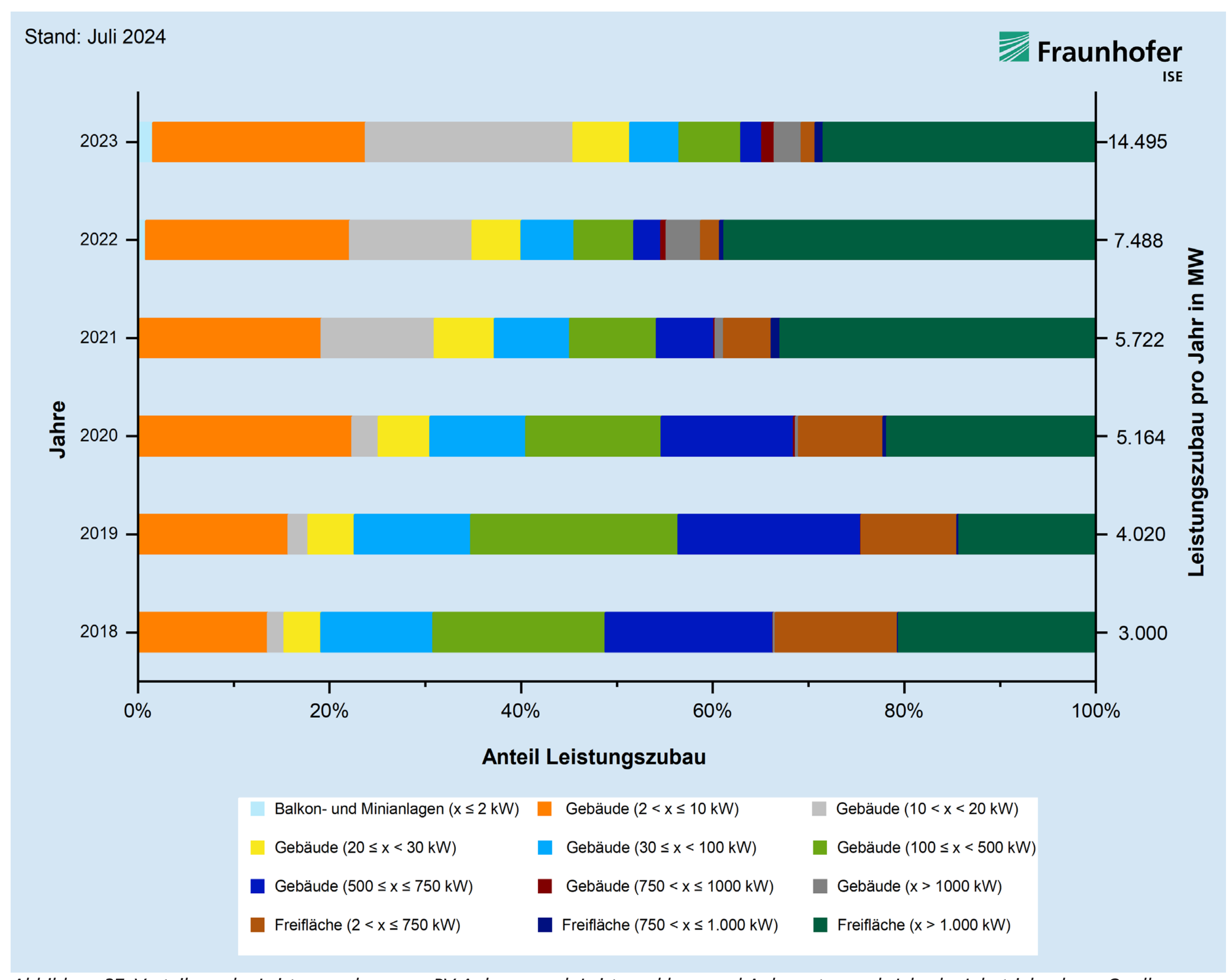


Abbildung 27: Verteilung des Leistungszubaus von PV-Anlagen nach Leistungsklasse und Anlagentyp nach Jahr der Inbetriebnahme. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis MaStR-Daten (Stand 06.02.2024) (BNetzA 2024a).

2020 auf 12% im Jahr 2021 Anteil am Leistungszubau. Dieser Trend könnte auf eine Novellierung des EEG im Jahr 2021 zurückzuführen sein. Dabei wurde die Leistungsgrenze für steuerliche Vereinfachungen, wie den Wegfall der Einkommensteuer durch Stellen eines Antrags auf "Liebhaberei", sowie die EEG-Umlage auf den Selbstverbrauch von 10 kW auf 30 kW angehoben. Auch im Jahr 2023 ist mit 22% gegenüber dem Jahr 2022 mit 13% ein erhebliches Wachstum zu beobachten. Balkon- und Minianlagen (bis 2 kW) erreichen im Jahr 2023 bisher 1,5% am Leistungszubau, wohingegen diese 29% des Anlagenzubaus (in Anzahl der installierten Systeme) in diesem Jahr ausmachen. Generell steigen die Anteile von Gebäudeanlagen bis 30 kW ab dem Jahr 2020 stark an auf bis zu 51% im Jahr 2023. Es ist damit zu rechnen, dass sich dieser Trend, der sich wahrscheinlich durch die Änderung im EEG ergeben hat, auch in Zukunft fortsetzen wird.

Obwohl Großanlagen in den letzten Jahren trotz ihrer mengenmäßig geringen Installation bei Anlagenzubau kaum ins Gewicht fallen, geht ein Großteil der installierten Leistung

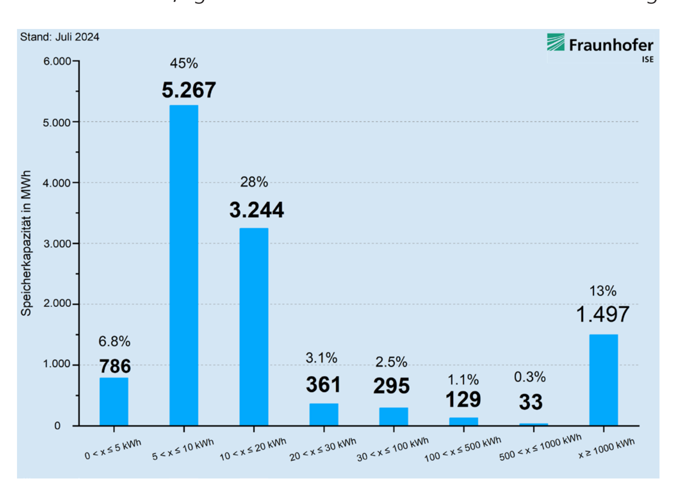


Abbildung 28: Verteilung des Bestandes (Speicherkapazität) von Batteriespeichern nach Kapazitätsklassen bis Ende des Jahres 2023 in Prozent und Absolut in MWh. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis MaStR-Daten (Stand 06.02.2024) (BNetzA 2024a).

auf sie zurück. Die Bedeutung von größerer PV-Anlagen und Freiflächenanlagen am Leistungszubau nahm über die Zeit stetig zu und verdrängte somit die Bedeutung der Kleinanlagen beim Leistungszubau. Der Anteil der 30-750 kW Gebäudeanlagen hat über den betrachteten Zeitraum zugenommen und erreichte seinen maximalen Anteil von 53% im Jahr 2019. Es handelt sich hierbei vor allem um PV-Anlagen auf Dächern von Gewerbeanlagen. Das Anwachsen dieses Segments lässt sich nicht aus konkreten Ursachen ableiten, sondern ist viel mehr auf ein Zusammenspiel verschiedener Gründe zurückführen. Diese umfassen unter anderem sinkende Preise für PV-Anlagen, steigende Strompreise und gestiegene Anforderungen an das Umweltengagement von Unternehmen. Im Jahr 2022 hat die Bedeutung dieses Segments durch den Anteilsanstieg der 10-30 kW Anlagen wieder deutlich nachgelassen und beträgt nun nur noch 15%. Auch Freiflächenanlagen machen trotz ihrer geringen Anlagenanzahl einen bedeutenden Anteil am Leistungszubau aus. Seit 2019 stieg der Anteil wieder von 25%, auf 31% im Jahr 2023.

Bereits im August des Jahres 2023 wurde das Ausbauziel der Bundesregierung von 9 GW überschritten, mit einem Zubau von 14,5 GW. Die Bundesnetzagentur ermittelte für das Jahr 2023 einen Zubau von 14,1 GW (Veröffentlichung vom 05.01.2024) (BNetzA 2024b). Die Differenz ist hauptsächlich auf den früheren Auswertungszeitpunkt zurückzuführen. Gerade im ersten Monat nach der Inbetriebnahme ist mit einer großen Anzahl an Nachmeldungen zu rechnen.

Abbildung 28 zeigt die Verteilung des Anlagenbestandes von Batteriespeichern nach Speicherkapazitätsklassen bis Ende des Jahres 2023 im Hinblick auf die Speicherkapazität. Es wird ersichtlich, dass 45% der gesamten Speicherkapazität von Speichern mit einer Kapazität zwischen 5 und 10 kWh bereitgestellt wird. Auf Speicher mit einer Kapazität von 10 bis 20 kWh fallen 28%. Speicher mit einer Kapazität von mehr als 1 MWh haben einen Anteil von 13% und Speicher kleiner 5 kWh einen Anteil von 7%. Daraus wird ersichtlich, dass vor allem Heimspeicher (bis 30 kWh) und Großspeicher (ab 1.000 kWh) die Gesamtkapazität ausmachen. Speicher im Gewerbe- und Industriebereich (30 bis 1.000 kWh) fallen kaum ins Gewicht.

Weitere Informationen zu Statistiken von Photovoltaik und Batterien finden sich auf der Webseite des Fraunhofer ISE (https://www.ise.fraunhofer.de) sowie auf der Seite www.energy-Charts.info. Weiterhin veröffentlicht das Fraunhofer ISE den PV-Statusreport mit zahlreichen Informationen zum PV-Markt und PV-Systemen (https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/photovoltaics-report.html).

8. ANHANG

Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Methode der Levelized Cost of Electricity (LCOE) ermöglicht, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer der Anlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer. Die Berechnung kann entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der Annuitätenmethode erfolgen. Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendung für Investition sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Eine Diskontierung der Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformungen. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen. Für die Berechnung von Stromgestehungskosten (LCOE) für Neuanlagen gilt (Konstantin 2013):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE Stromgestehungskosten in EUR/kWh
I_0 Investitionsausgaben in EUR
A_t Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t
$M_{t,el}$ Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
i realer kalkulatorischer Zinssatz
n wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
t Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen. Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital kann explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital - WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) in die Analyse einfließen. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Für die Formel der jährlichen Gesamtkosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten gilt außerdem:

Jährliche Gesamtkosten A_t =
Fixe Betriebskosten
+ Variable Betriebskosten
(+ Restwert/Entsorgung der Anlage)

Durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt wird die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten gewährleistet.

Die Stromgestehungskosten stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis und nicht eine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dar. Diese können nur unter Hinzunahme von weiteren Einflussparametern berechnet werden. Eigenverbrauchsregelungen, Steuergesetzgebung und realisierte Einnahmen der Betreiber erschweren die Berechnung eines Einspeisetarifs aus den Ergebnissen für die Stromgestehungskosten. Zusätzlich muss eingeschränkt werden, dass eine Berechnung von Stromgestehungskosten die Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres nicht berücksichtigt. An dieser Stelle ist es wichtig zu betonen, dass diese Methode eine Abstraktion von der Realität darstellt, mit dem Ziel, verschiedene Erzeugungsanlagen vergleichbar zu machen. Die Methode ist nicht geeignet, um die Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage zu bestimmen. Dafür muss eine Finanzierungsrechnung unter Berücksichtigung aller

Einnahmen und Ausgaben auf Basis eines Cashflow-Modells durchgeführt werden.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten anhand der Annuitätenmethode ist als Vereinfachung der Kapitalwertmethode zu verstehen und existiert in zwei unterschiedlichen Ausführungen. Zum einen können die Stromgestehungskosten als Quotient der annualisierten Investitions- und Betriebskosten und des durchschnittlichen Stromertrags definiert werden. Die Berechnung erfolgt anhand folgender Formel (Allan et al. 2011; Gross et al. 2007; Lai und McCulloch 2016):

$$LCOE = \frac{(I_0 + \sum_{t=0}^{n} \frac{A_t}{(1+r)^t}) * ANF}{\frac{\sum_{t=1}^{n} M_t}{n}}$$

Der Annuitätenfaktor (ANF) berechnet sich wie folgt:

$$ANF_{t,i} = \frac{i * (1+i)^t}{(1+i)^t - 1}$$

In einer noch einfacheren Ausführung werden Stromgestehungskosten unter der Annahme, dass die jährlich produzierte Strommenge sowie die jährlichen Betriebskosten über die gesamte Betrachtungsdauer konstant sind, berechnet (Brown et al. 2015; Tegen et al. 2012):

$$LCOE = \frac{(I_0 * ANF) + A}{M}$$

Die Berechnung der Stromgestehungskosten anhand der beiden Ausführungen der Annuitätenmethode bieten zwar den Vorteil eines geringeren Rechenaufwandes, jedoch können abhängig von den gewählten Eingangsparametern starke Abweichungen zu der Berechnung mit der Kapitalwertmethode entstehen. Da die Anwendung der Kapitalwertmethode für die Berechnung der Stromgestehungskosten die Realität am besten abbildet, wurden die Stromgestehungskosten in der vorliegenden Studie auf Basis der Kapitalwertmethode berechnet.

Um die Wärmeerzeugung in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlagen), wie z.B. Bioenergieanlagen und GuD-Kraftwerke, zu berücksichtigen, wird die Methodik der Wärmegutschrift ("Heat Credit“ auf Englisch) angewendet. Da KWK-Anlagen nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugen, können die gesamten Erzeugungskosten nicht allein der Stromerzeugung zugeordnet werden. Die Wärmegutschrift, die auch als Erlös aus der Wärmeerzeugung bezeichnet wird, ist definiert als der Wert der von der KWK-Anlage abgegebenen Wärme, berechnet pro Einheit des von der Anlage über ihre Lebensdauer erzeugten Stroms. Die Wärmegutschrift errechnet sich aus den Brennstoffkosten, die für die Wärmeerzeugung anfallen würden, steht aber unentgeltlich aus der in der gekoppelten Produktion der strombetriebenen KWK-Anlage erzeugten Wärme zur Verfügung. Die Wärmegutschriften variieren stark von Studie zu Studie (Bratanova et al. 2015). In dieser Studie wird die Wärmegutschrift aus der Differenz zwischen dem Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage und dem elektrischen Wirkungsgrad berechnet. Dabei ergibt sich die Differenz aus den realen Brennstoff- und Betriebskosten und denen, die anfallen, wenn das Kraftwerk ausschließlich zur Wärmeerzeugung genutzt wird (Koch et al. 2020; Schröder et al. 2013).

Lernkurvenmodelle

Aufbauend auf den Ergebnissen der Stromgestehungskosten für 2021 können, mit Hilfe der Marktprojektionen bis 2030 und 2040, Lernkurvenmodelle erstellt werden, die Aussagen über eine zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise und damit auch der Stromgestehungskosten ermöglichen. Das Lernkurvenkonzept stellt eine Beziehung zwischen der kumuliert produzierten Menge (Marktgröße) und den sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) eines Gutes dar. Verdoppeln sich Stückzahlen und sinken die Kosten um 20%, so spricht man von einer Lernrate von 20% (Progress Ratio PR = 1 - Lernrate). Die Beziehung zwischen der zum Zeitpunkt t produzierten Menge x_t, den Kosten $C(x_t)$ im Vergleich zur Ausbringungsmenge im Bezugspunkt x_0 und den entsprechenden Kosten $C(x_0)$ und dem Lernparameter b stellt sich folgendermaßen dar:

Für die Lernrate gilt:

$$C(x_t) = C(x_0)(\frac{x_t}{x_0})^{-b}$$

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

vergleiche Ferioli et al. (2009), Wright (1936).

Durch die Prognose der Anlagenpreise $C(x_t)$ für den Betrachtungszeitraum mittels der Lernkurvenmodelle (unter Annahme von Literaturwerten für die Lernrate bzw. PR) können somit die Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2040 berechnet werden. In Verbindung mit Marktszenarien für die zukünftigen Jahre können den kumulierten Marktgrößen jeweils Jahreszahlen zugeordnet werden, so dass die Entwicklung der Stromgestehungskosten zeitlich abhängig prognostiziert werden.

Bewertung der Methodik und Verwendung von Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten haben sich als eine sehr praktische und wertvolle Vergleichsgröße für unterschiedliche Erzeugungstechnologien hinsichtlich ihrer Kosten durchgesetzt. Die LCOE-Berechnungsmethode ist international als Benchmark anerkannt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie von einzelnen Projekten zu bewerten und ermöglicht die Gegenüberstellung der Erzeugungstechnologien bezüglich ihrer Kosten (Allan et al. 2011, S. 23; Joskow 2011, S. 10; Lai und McCulloch 2016, S. 2; Liu et al. 2015, S. 1531; Orioli und Di Gangi 2015, S. 1992). Einer der Gründe, weswegen sich die Kostenmetrik durchgesetzt hat liegt darin, dass diese sich durch eine hohe Transparenz und Anschaulichkeit auszeichnet und gleichzeitig dazu in der Lage ist, die Schlüsselfaktoren der Erzeugungskosten über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerkes in lediglich einer Zahl widerzuspiegeln (Allan et al. 2011, S. 24; Díaz et al. 2015, S. 721; Tidball et al. 2010, S. 59). Aus wirtschaftlicher Sicht beinhalten die Stromgestehungskosten die wichtigsten Faktoren, die zu dem ökonomischen Potenzial eines Projektes beitragen (Myhr et al. 2014, S. 715). Die Tatsache, dass Stromgestehungskosten lediglich eine Zahl darstellen, bewirkt eine starke Reduktion der Komplexität und ermöglicht einen schnellen und unkomplizierten Vergleich unterschiedlicher Alternativen. Zudem findet der Ansatz ein breites Anwendungsfeld (Branker et al. 2011, S. 4471; Ouyang und Lin 2014, S. 65).

Jedoch sind bei der Betrachtung einer einzelnen Zahl Grenzen gesetzt. So besteht bei einer Einzelbetrachtung der Stromgestehungskosten aufgrund der Verengung der Sichtweise die Gefahr einer Fehlinterpretation und einer daraus resultierenden Fehlentscheidung. Die Stromgestehungskosten stellt eine mit Unsicherheiten behaftete Kennzahl dar. Diese lassen sich in erster Linie dadurch erklären, dass für die Berechnung sämtliche Werte bezüglich der gesamten Lebensdauer des Kraftwerkes erforderlich sind, welche zum Teil prognostiziert werden müssen. An dieser Stelle nennen Branker et al. (2011, S. 471) als weitere Schwachstelle, dass der Fokus oftmals zu stark auf dem statischen Wert der Stromgestehungskosten liegt, die Berechnungsgrundlage jedoch nicht transparent ist. Aus diesem Grund ist wichtig, dass die Annahmen hinter der Kennzahl ausreichend begründet und nachvollziehbar sind und es muss ersichtlich sein, welche Kostenbestandteile mit einbezogen wurden. Joskow (2011, S. 1) hebt hervor, dass Strom ein zeitlich heterogenes Gut ist, was bedeutet, dass die Wertigkeit des Stromes von dem Zeitpunkt abhängt, zu dem er erzeugt wird. Die Wertigkeit des Stromes hängt nicht nur von der eingesetzten Technologie ab, sondern wird von dem Zusammenspiel der Kraftwerke in dem betrachteten System beeinflusst. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Wertigkeit, wie sie heute in Deutschland über den Energy-Only-Markt berechnet wird, in einem System mit noch höheren Anteilen erneuerbaren Energien anders darstellen wird und der Wert der CO_2-freien Stromerzeugung deutlich steigt.

Stromgestehungskosten können unterstützend zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Abschließende Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie können anhand der einzelnen Betrachtung der Stromgestehungskosten jedoch nicht getroffen werden. An dieser Stelle darf nicht in Vergessenheit geraten, dass die Stromgestehungskosten eine kostenbasierte Kennzahl sind und keine Erlöse miteinbeziehen.

Datenanhang

	Niedrig	Mittel	Hoch
2024	1396	1445	1545
2025	1592	1676	1854
2026	1799	1928	2206
2027	2014	2197	2603
2028	2236	2483	3046
2029	2460	2781	3533
2030	2681	3087	4063
2031	2895	3396	4632
2032	3113	3735	5234
2033	3330	4109	5863
2034	3547	4520	6507
2035	3760	4972	7158
2036	3948	5419	7838
2037	4106	5853	8544
2038	4270	6262	9270
2039	4441	6638	10011
2040	4618	6970	10762
2041	4803	7318	11516
2042	4995	7684	12264
2043	5195	8069	13000
2044	5403	8472	13715
2045	5619	8896	14401

Tabelle 11: Entwicklung der globalen kumulierten Leistung von PV [GW], eigene Szenarien (Fraunhofer ISE)

Technologie	Lernrate (LR)	Ausbaupfad	Variation der LR	Variation der Ausbaupfade
PV-Aufdach klein	15 %	PV mittel	10%, 20%	PV niedrig, PV hoch
PV-Aufdach groß	15 %	PV mittel	10%, 20%	PV niedrig, PV hoch
PV-Freiflächenanlage	15 %	PV mittel	10%, 20%	PV niedrig, PV hoch
Wind Onshore	5 %	Wind Onshore Mittel	3%, 7%	Wind Onshore Hoch
Wind Offshore	7 %	Wind Offshore	-	-
Biogas-Anlagen	-	-	-	-
Feste Biomasse	-	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Steinkohle	-	-	-	-
GuD-Kraftwerke	-	-	-	-
Gaskraftwerke	-	-	-	-

Tabelle 12: Übersicht der Lernrate und Ausbaupfade

Technologie	Ausbaupfad	Quelle	2030 [GW]	2045 [GW]	In Entwicklung bis 2045 verwendet
Wind offshore	Wind Offshore Mittel	ISE	102	209	x
Wind offshore	Wind Offshore Hoch	GWEC 2023	500	1.625	
Wind onshore	Wind Onshore Mittel	GWEC 2016, niedrig (angepasst von ISE)	1364	2796	x
Wind onshore	Wind Onshore Hoch	GWEC 2016, advanced (angepasst von ISE)	2255	5489	
Wind onshore	Wind Onshore Mittel	IRENA REMap 2021	1811	4703	
PV	PV niedrig	ISE	2681	5619	
PV	PV mittel	ISE	3087	8896	x
PV	PV hoch	ISE	4063	14401	

Tabelle 13: Übersicht der Szenarien und Ausbauziele für PV, CSP und WEA

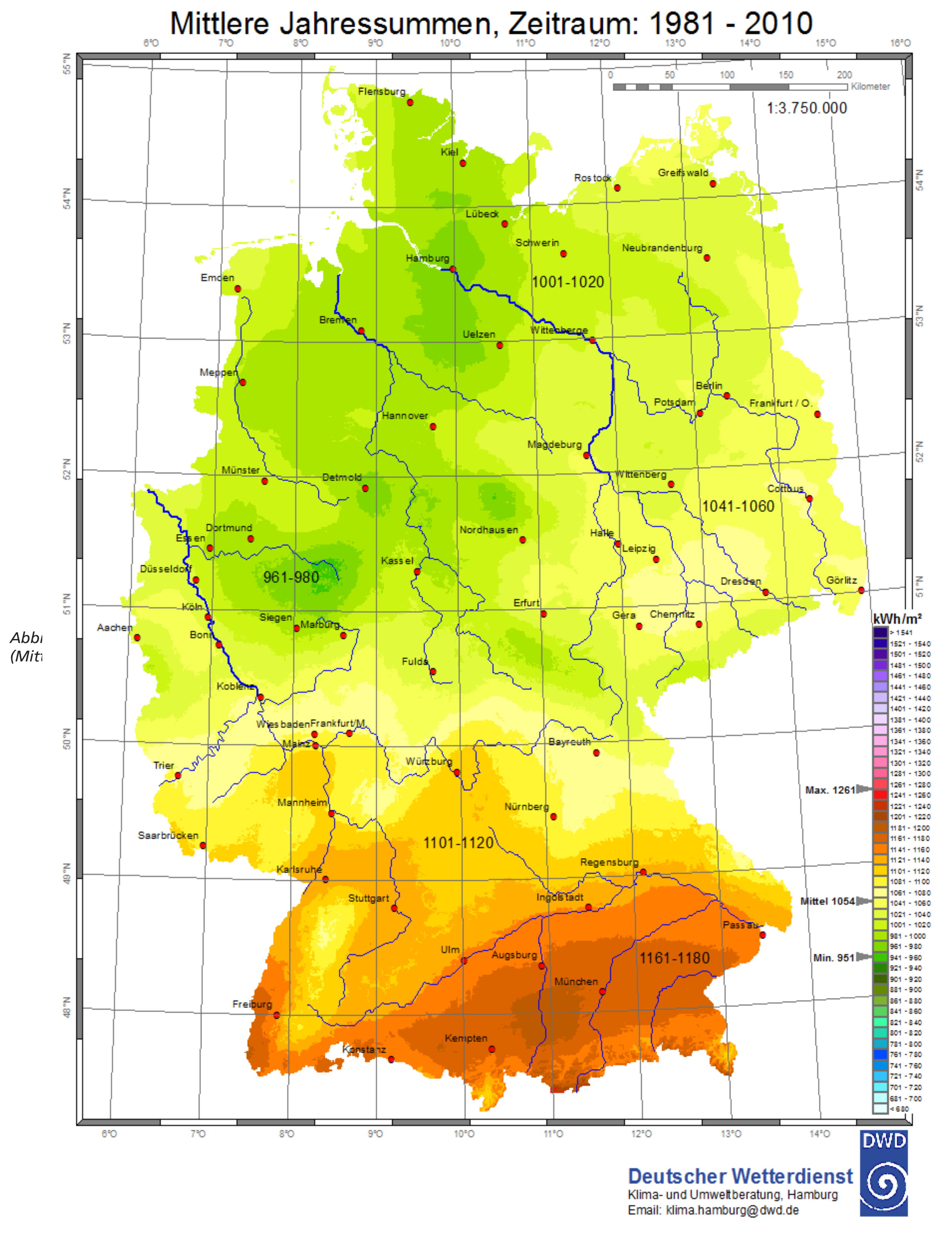


Abbildung 29: Mittlere Jahressumme der Globalstrahlung [kWh/m²] in der Bundesrepublik Deutschland von 1981-2010 (DWD 2013)

9. REFERENZEN

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2017.

AG Energiebilanzen e. V. (2023): Bilanzen 1990 bis 2030 » AG Energiebilanzen e. V. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030, zuletzt aktualisiert am 21.03.2023, zuletzt geprüft am 16.07.2024.

AGEE-Stat (2021): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2021. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Allan, G.; Gilmartin, M.; McGregor, P.; Swales, K. (2011): Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK. Cost competitiveness and the importance of "banded" Renewables Obligation Certificates. In: Energy Policy 39 (1), S. 23–39. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.029.

BNetzA (2018): Kraftwersliste der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

BNetzA (2024a): Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR, zuletzt aktualisiert am 06.02.2024.

BNetzA (2024b): Zubau Erneuerbarer Energien 2023. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240105_EEGZubau.html, zuletzt aktualisiert am 29.02.2024.

BockholtKarl, agrarheute (2022): Düngerkrise: Was ist knappe Gülle nun wert? So müssen Sie rechnen. Online verfügbar unter https://www.agrarheute.com/pflanze/getreide/duengerkrise-knappe-guelle-wert-so-muessen-rechnen-588599, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Boom and Bust Gas 2022. Online verfügbar unter https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/03/GEM_BoomBustGas2022_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

Branker, K.; Pathak, M. J. M.; Pearce, J. M. (2011): A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (9), S. 4470–4482. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104.

Bratanova, A.; J. Robinson; Liam, W. (2015): Modification of the LCOE model to estimate a cost of heat and power generation for Russia. In: MPRA Paper No. 65925. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/faqs/fragen-und-antworten-zum-kohleausstiegsgesetz/#:~:text=Bereits%20Ende%202020%20wird%20der,Tonnen%20CO2%2DEinsparung%20pro%20Jahr.

Brown, C.; Poudineh, R.; Foley, B. (2015): Achieving a cost-competitive offshore wind power industry. What is the most effective policy framework? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Burger, Bruno (2024): Energy-Charts. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE, zuletzt aktualisiert am 07.11.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

carmen-ev: Marktpreise Hackschnitzel. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. Hg. v. carmen. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/.

DBFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse. Vorhaben IIa Biomasse. Zwischenbericht Mai 2015. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

dena- Deutsche Energie-Agentur (2021): Studie. Branchenbarometer Biomethan 2021. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Deutscher Wetterdienst - Wetter und Klima aus einer Hand (2024): Globalstrahlung (mittlere 30-jährige Mo-nats- und Jahressummen). Online verfügbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/strahlungskarten_mvs.html?nn=16102, zuletzt aktualisiert am 15.07.2024, zuletzt geprüft am 15.07.2024.

Díaz, G.; Gómez-Aleixandre, J.; Coto, J. (2015): Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation. In: Energy Conversion and Management 101, S. 721–729. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.023.

Dr. Martin Dörenkämper (2022): Großskalige Windparkeffekte – Ein zentraler Beitrag zum wirtschaftlichen Betrieb eines Windparks? Hg. v. Fraunhofer IWES. Fraunhofer IWES. Online verfügbar unter https://websites.fraunhofer.de/IWES-Blog/grossskalige-windparkeffekte-ein-zentraler-beitrag-zum-wirtschaftlichen-betrieb-eines-windparks/martin-doerenkaemper, zuletzt aktualisiert am 17.05.2022, zuletzt geprüft am 24.04.2024.

Ember (2024): Yearly electricity data. Online verfügbar unter https://ember-climate.org/data-catalogue/yearly-electricity-data/, zuletzt aktualisiert am 07.03.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

EuPD Research - Christoph Suwandy: 2023_EuPD_Preismonitor_Q4_23_Tabelle.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2014): Leitfaden feste Biobrennstoffe. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/leitfadenfestebiobrennstoffe_web.pdf, zuletzt geprüft am 21.05.2024.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2024 2023. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2023/Mediathek/Broschuere_Basisdaten_Bioenergie_2023_web.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Fachverband Biogas (2023): Biogas market data in Germany 2022/2023. Online verfügbar unter https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/23-09-25_Biogasindustryfigures_2022-2023_english.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

Ferioli, F.; Schoots, K.; van der Zwaan, B.C.C. (2009): Use and limitations of learning curves for energy technology policy. A component-learning hypothesis. In: Energy Policy 37 (7), S. 2525–2535. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.043.

Fleischmann, Jakob; Hanicke, Mikael; Horetsky, Evan; Ibrahim, Dina; Jautelat, Sören; Linder, Martin et al. (2023): Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular. In: McKinsey & Company, 16.01.2023. Online verfügbar unter https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/battery-2030-resilient-sustainable-and-circular#/, zuletzt geprüft am 09.07.2024.

Fraunhofer IEE (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7, zuletzt geprüft am 03.05.2021.

Fraunhofer ISE (2024) a: Kreisdiagramme zur Stromerzeugung und installierte Leistung| Energy-Charts. Hg. v. Fraunhofer Insititut für Solare Energiesysteme. Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE, zuletzt aktualisiert am 22.04.2024, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Fraunhofer ISE | Dr. Harry Wirth (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Online verfügbar unter https://solarmetropole.ruhr/wp-content/uploads/2021/05/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2024.

Fraunhofer ISE (2024) b: Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/agri-photovoltaik-chance-fuer-landwirtschaft-und-energiewende.html/, zuletzt geprüft am 05.08.2024.

Fraunhofer IWES (2018): Wind Monitor. Online verfügbar unter http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/, zuletzt geprüft am 17.01.2018.

Global Energy Monitor (2024): Dashboard. Online verfügbar unter https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/, zuletzt aktualisiert am 04.10.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

Global Wind Energy Council (2023): GWEC | GOLBAL WIND ENERGY REPORT.

Gross, R.; Heptonstall, P.; Blyth, W. (2007): Investment in electricity generation: the role of costs, incentives and risks. A report produced by Imperial College Centre for Energy Policy and Technology (ICEPT) for the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre. Online verfügbar unter http://www.ukerc.ac.uk/publications/investment-in-electricity-generation-the-role-of-costs-incentives-and-risks.html, zuletzt geprüft am 04.10.2017.

GWEC (2016a): Global Wind Energy Outlook 2016. Global Wind Energy Council.

GWEC (2016b): Global Wind Energy Outlook 2016. Global Wind Energy Council.

Harms, Renke (2023): Maispreis-Rechner. Online verfügbar unter https://www.lwk-niedersachsen.de/lwk/news/40757_Maispreis-Rechner, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Hecking, H.; Kruse, J.; Obermüller, F. (2017): Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO2. Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Online verfügbar unter http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/01/Analyse-eines-EUweiten-Mindestpreises-f%C3%BCr-CO2.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2017.

IEA (2020): World Energy Outlook 2020. Hg. v. International Energy Agency.

IEA - International Energy Agency: Coal 2023 - Analysis and forecast to 2026. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal_2023.pdf, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

International Renewable Energy Agency (IRENA): Renewable Energy Capacity Statistics 2023 2023. Online verfügbar unter https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023, zuletzt ge-prüft am 02.04.2024.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024): Renewable Energy Capacity Statistics 2024. Online verfügbar unter https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

IRENA (2021): World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. International Atomic Energy Agency. Abu Dhabi.

IZES, DBFZ, UFZ (2019): Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen. MakroBiogas Wir-kungsabschätzung des EEG. Online verfügbar unter https://izes.eu/wp-content/uploads/ST_16_075.pdf, zu-letzt geprüft am 03.05.2024.

JOHN FITZGERALD WEAVER (2023): BloombergNEF: Online verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2023/11/29/bloombergnef-photovoltaik-zubau-weltweit-steigt-2023-um-58-prozent-auf-413-gigawatt/, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Joskow, P. L. (2011): Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technolo-gies. In: EUI Working Paper RSCAS 45.
Koch, Katharina; Alt, Bastian; Gaderer, Matthias (2020): Dynamic Modeling of a Decarbonized District Heat-ing System with CHP Plants in Electricity-Based Mode of Operation. In: Energies 13 (16), S. 4134. DOI: 10.3390/en13164134.

Konstantin, P. (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3rd ed. Dordrecht: Springer (VDI-Buch).

Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S. et al. (2013): Stromgestehungs-kosten Erneuerbare Energien. Studie - November 2013. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Kost, C.; Schlegl, T. (2010): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Dezember 2010. Fraun-hofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2010_ISE_110706_Stromgestehungskosten_mit%20DB_CKost.pdf.

Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - Mai 2012. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf.

Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguxen, H.; Schlegl, T. (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Studie - März 2018. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.

Lai, C. S.; McCulloch, M. D. (2016): Levelized Cost of Energy for PV and Grid Scale Energy Storage Systems. In: Computing Research Repository. Online verfügbar unter http://arxiv.org/abs/1609.06000.

Lazard (2024): Levelized Cost of Energy+. Online verfügbar unter https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/, zuletzt aktualisiert am 16.07.2024, zuletzt geprüft am 16.07.2024.

Liu, Z.; Zhang, W.; Zhao, C.; Yuan, J. (2015): The Economics of Wind Power in China and Policy Implications. In: Energies 8 (2), S. 1529–1546. DOI: 10.3390/en8021529.

Myhr, A.; Bjerkseter, C.; Ågotnes, A.; Nygaard, T. A. (2014): Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. In: Renewable Energy 66, S. 714–728. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.017.

Nuclear Energy Institute (2024): World Nuclear Generation and Capacity. Online verfügbar unter https://www.nei.org/resources/statistics/world-nuclear-generation-and-capacity, zuletzt aktualisiert am 07.12.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

Orioli, A.; Di Gangi, A. (2015): The recent change in the Italian policies for photovoltaics. Effects on the pay-back period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban con-texts. In: Energy 93, S. 1989–2005. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.089.
Ouyang, X.; Lin, B. (2014): Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. In: Energy Policy 70, S. 64–73. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.03.030.

Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitvh, R.; Hirschhausen, C. von (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Reiner Lemoine Insti-tut, TU Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, zuletzt geprüft am 24.04.2021.

Statista (2024): Electricity generation capacity global 2022-2050 | Statista. Online verfügbar unter https://www.statista.com/statistics/859178/projected-world-electricity-generation-capacity-by-energy-source/, zuletzt aktualisiert am 07.12.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

Tegen, S.; Hand, M.; Maples, B.; Lantz, E.; Schwabe P.; Smith, A. (2012): 2010 Cost of Wind Energy Review. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52920.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2017.

Tidball, R.; Bluestein, J.; Rodriguez, N.; Knoke, S. (2010): Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies. National Renewable Energy Laboratory. Online verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48595.pdf, zuletzt geprüft am 26.09.2017.
Tsiropoulos, I.; Tarvydas, D.; Zucker, A. (2018): Cost development of low carbon energy technologies. Online verfügbar unter https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf, zuletzt geprüft

Wirtschaft und Klimaschutz, BMWK - Bundesministerium für (2024): Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt. BMWI. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html, zuletzt aktualisiert am 07.12.2024, zuletzt geprüft am 07.12.2024.

WNA (2021): Plans For New Reactors Worldwide. World Nuclear Association. Online verfügbar unter https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx.

World Forum Offshore Wind e.V (2023): Global Offshore Wind Report. Online verfügbar unter https://gwec.net/gwecs-global-offshore-wind-report/, zuletzt geprüft am 16.04.2024.

World Wind Wind Energy Association (2023): WWEA Annual Report 2022. Wind Power Installations 2022 Stay Below Expectations. Online verfügbar unter https://wwindea.org/wp-content/uploads/2023/03/WWEA_WPR2022.pdf, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

World Wind Wind Energy Association (2024): WWEA Annual Report 2023. Record Year for Windpower in 2023: Total capacity exceeds 1'047 Gigawatt,116 Gigawatt added in 2023 equaling 12,5% growth, China installed around 75 Gigawatt, two thirds of new capacity Wind power generates 10% of global electricity. Online verfügbar unter https://wwindea.org/ss-uploads/media/2024/3/1711538106-40ab83f2-3e01-4c0a-9d28-e0a21bff72e6.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Wright, T. P. (1936): Factors Affecting the Cost of Airplanes. In: Journal of the Aeronautical Sciences 3 (4), S. 122–128. DOI: 10.2514/8.15.

GESCHÄFTSFELD ENERGIESYSTEMANALYSE AM FRAUNHOFER ISE

Die erneuerbaren Energietechnologien haben sich in den vergangenen Jahren rasant entwickelt: Die Preise sind stark gefallen, gleichzeitig ist die installierte Leistung von erneuerbaren Energietechnologien stark gestiegen. Weltweit haben sich die erneuerbaren Ener-gien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, nicht nur zu einer wichtigen Industriesparte entwickelt, sondern tragen mit ihrem Wachstum auch zu starken Veränderungen im Energiesystem bei.

Aus dieser Veränderung ergeben sich neue, interessante Forschungsfragen, die hauptsächlich auf die Integration und das Zusammenspiel der erneuerbaren Energien im System abzielen: Wie ist eine kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Energieressourcen in verschiedenen Regionen zu erreichen? Wie können verschiedene Technologien miteinander kombiniert werden, um den Energiebedarf optimal zu decken? Wie wird sich das Energiesystem und die Infrastrukturen wie Netze insgesamt entwickeln? An welchen Stellen muss diese Entwicklung durch den Staat unterstützt werden?

Das Fraunhofer ISE bietet für diese Fragestellungen eine Reihe von Lösungen an, die in den folgenden Themen abgedeckt werden:

- Energiewirtschaftliche Analysen von Energiesystemen
- Techno-ökonomische Bewertung von Energietechnologien
- Dekarbonisierungsstrategien, Transformation und Sektoranalysen
- Potentialbewertung von Energietechnologien
- Ressourcenbewertung für die Energiewende
- Sozialwissenschaftliche Analysen zu Energietechnologien und zum Energiesystem
- Geschäftsmodelle, Flexibilität und Vermarktung

Am Fraunhofer ISE werden verschiedene Energietechnologien unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten analysiert, wie beispielsweise anhand von Stromgestehungskosten. Weiterhin kann der Einsatz erneuerbarer Technologien für eine Versorgungsaufgabe (Land, Stadt, Unternehmen, Gebäude) durch eine Betrachtung des Zusammenspiels der Komponenten hinsichtlich bestimmter Zielkriterien optimal ausgelegt werden. Das Geschäftsfeld Energiesystemanalyse untersucht die Transformation des Energiesystems mit Hilfe von sehr unterschiedlichen methodischen Ansätzen: Zum einen kann für ein bestimmtes CO_2-Minderungsziel ein sektorübergreifendes Zielsystem nach minimalen volkswirtschaftlichen Kosten ermittelt werden. Zum anderen kann durch Investitionsentscheidungsmodelle aufgezeigt werden, wie sich das Energiesystem unter bestimmten Rahmenbedingungen entwickelt und wie das Zusammenspiel der Komponenten im Energiesystem funktioniert. Somit können unsere Modelle eine fundierte Grundlage für die Entscheidung über die Rahmenbedingungen einer zukünftigen Energieversorgung bieten.

Ein weiterer Baustein des Geschäftsfeldes Energiesystemanalyse ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen, die wir unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen in verschiedenen Märkten anbieten. Wir entwickeln Möglichkeiten, wie erneuerbare Energietechnologien in Zukunft verstärkt zur Anwendung kommen können, auch in Ländern, in denen sie bisher noch nicht stark verbreitet sind. Auf diese Weise bietet das Fraunhofer ISE umfassende Analysemethoden sowie Forschung und Studien zu technologi-schen und ökonomischen Fragestellungen an, um die Herausforderungen eines sich ändernden Energiesystems zu bewältigen.

Weitere Informationen und Kontaktinformationen für Ihre Anfragen zum Geschäftsfeld Energiesystemanalyse finden Sie unter:

https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/systemintegration/energiesystemanalysen.html



Kontakt

Dr. Christoph Kost
Energiesystemanalysen
christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter
Prof. Dr. Hans-Martin Henning
Prof. Dr. Andreas Bett